

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**Análise Estatística das Variáveis que Influenciam a  
Severidade dos Incidentes na Rede de Transporte**

**Luís Filipe Rosário Seren Gouveia Monteiro**

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor F. Maciel Barbosa

Junho de 2009

© Luís Filipe Rosário Seren Gouveia Monteiro, 2009

# Resumo

Esta dissertação tem por objectivo o estudo do registo de incidentes ocorridos na Rede Nacional de Transporte entre Janeiro de 2001 e Abril de 2009, com vista a uma análise dos factores que influenciam a severidade dos incidentes, nomeadamente, tempo de reposição dos elementos atingidos da rede e tempo de eliminação do defeito. São também estudadas as correlações entre a ocorrência de incidentes e a temperatura ambiente máxima verificada, e as indisponibilidades forçadas de equipamentos na sequência de incidentes.

Procedeu-se a uma análise estatística dos dados registados na GestInc (base de dados de registo de incidentes da REN) que contém, para o período indicado, 2989 ocorrências. O foco da investigação incidiu sobre incidentes em linhas, transformadores e barramentos para os níveis de tensão de 150 kV, 220 kV e 400 kV.

O objectivo último é a obtenção, a partir do tratamento dos dados e sua análise estatística, de uma previsão das consequências de futuros incidentes com base no histórico de ocorrências do sistema, bem como identificar possíveis formas de atenuar essas consequências através da alteração de comportamentos e metodologias.

Palavras-chave: Rede Nacional de Transporte, incidentes, severidade, tempo de reposição, tempo de eliminação de defeito, análise estatística.



# Abstract

*The goal of this dissertation was the analysis of the incident records that occurred in the Portuguese Transmission Grid between January 2001 and April 2009 with the objective of analyzing factors that have influence on the severity of incidents, namely, re-establishment time of affected elements and fault clearing time. In addition it was also studied the correlation between the occurrence of incidents and the maximum ambient temperature recorded as well as the correlation with equipment unavailability as a result of incident occurrence.*

*The records in GestInc (REN's database of incident records) contain 2989 reports for the period in question that were subjected to a statistical analysis. The analysis focused on incidents on lines, transformers and busbars for the following voltage levels: 150 kV, 220 kV, and 400 kV.*

*The ultimate goal was to obtain from the treatment and statistical analysis of the data a prediction of the consequences of future incidents based on the system's past behavior, as well as to identify possible ways of diminishing those consequences through changes in behaviors and methodologies.*

Key-Words: Portuguese Transmission Grid, incidents, severity, re-establishment time, fault clearing time, statistical analysis.



# Agradecimentos

Quero exprimir o meu sincero reconhecimento e profunda gratidão ao meu orientador, Prof. Doutor F. Maciel Barbosa, pela orientação, apoio científico, sugestões, incentivos e disponibilidade que sempre manifestou ao longo do desenvolvimento da dissertação aqui apresentada.

Gostaria também de expressar os meus agradecimentos à Engenheira Susana Almeida pelos esclarecimentos, sugestões, disponibilidade e exemplar dedicação e empenho sempre apresentado.





# Índice

<b>Resumo .....</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>v</b>
<b>Agradecimentos .....</b>	<b>vii</b>
<b>Índice.....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de figuras .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de tabelas .....</b>	<b>xv</b>
<b>Abreviaturas e Símbolos .....</b>	<b>xvii</b>
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução .....	1
1.1 - Motivação/Contexto/Considerações Gerais .....	1
1.2 - Objectivos da dissertação .....	2
1.3 - Estrutura da dissertação.....	2
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>3</b>
Incidentes na RNT .....	3
2.1- Introdução .....	3
2.3 - Incidentes na RNT entre Janeiro de 2001 e Dezembro de 2008 .....	7
2.4 - Conclusão .....	17
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>19</b>
Métodos e procedimentos Estatísticos.....	19
3.1 - Introdução.....	19
3.2 - Grandezas Estatísticas .....	19
3.3 - Distribuições de probabilidade contínua .....	22
3.4 - Estimação dos Parâmetros .....	27
3.5 - Observações Anómalas/Aberrantes.....	28
3.6 - Testes de Qualidade de Ajuste .....	29

3.7 - Análise de variância .....	33
3.8 - Teste de Kruskal-Wallis .....	33
3.9 - Coeficiente de determinação ( $R^2$ ) .....	34
3.10 - Valor-p .....	35
3.11 - Conclusão .....	35
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>37</b>
Análise Estatística dos Dados.....	37
4.1- Introdução .....	37
4.2 - Análise estatística do tempo de reposição de elementos da RNT na sequência de incidente.....	38
4.2.1 - Análise Estatística.....	38
4.2.2 - Tempo de Reposição de Linhas na RNT .....	39
4.2.3 - Ajuste de Distribuição.....	41
4.2.4 - Impacto dos distintos factores para o tempo de reposição.....	44
4.2.4.1 Análise dos Factores Temporais .....	45
4.2.4.2 - Análise dos Factores Externos .....	49
4.2.4.3 Análise das Consequências .....	51
4.2.4.4 - Análise de Factores Internos .....	53
4.2.5 - Tempo de Reposição de Transformadores e Barramentos na RNT .....	56
4.2.6 Impacto dos distintos factores para o tempo de reposição .....	59
4.2.6.1 - Análise dos Factores Temporais .....	59
4.2.6.2 - Análise dos Factores Externos .....	63
4.2.6.3 - Análise dos Factores Internos .....	64
4.2.7 - Ajuste de Distribuição.....	67
4.3 - Análise Estatística do tempo de eliminação de defeito.....	69
4.4 - Correlação entre ocorrência de incidentes e temperatura ambiente máxima .....	85
4.5 - Correlação entre a indisponibilidade forçada de equipamentos da rede na sequência de incidentes e ocorrência de incidentes.....	99
4.6 - Conclusão .....	111
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>113</b>
Minimização da severidade de incidentes.....	113
5.1 - Influência do tempo de reposição de elementos da rede na severidade de incidentes.....	113
5.2 - Influência do tempo de eliminação de defeito na severidade de incidentes .....	115
5.3 - Influência da perda de produção eólica na severidade de incidentes.....	116
5.4 - Conclusão .....	117
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>119</b>
Conclusão e desenvolvimentos futuros .....	119
<b>Bibliografia .....</b>	<b>121</b>

## Lista de figuras

Figura 2.1 - Defeitos em linhas aéreas por nível de tensão entre 2001 e 2008.....	8
Figura 2.2 - Defeitos por tipo de defeito, por ano, em linhas (agrupadas).....	9
Figura 2.3 - Defeitos por tipo de defeito, por nível de tensão, em linhas aéreas.....	10
Figura 2.4 - Defeitos por número de fases afectadas, por nível de tensão, em linhas aéreas .	10
Figura 2.5 - Defeitos agrupados por causa de incidente .....	11
Figura 2.6 - Frequência de incêndios por ano .....	12
Figura 2.7 - Defeitos agrupados por causa, por nível de tensão.....	13
Figura 2.8 - Relação entre causa do defeito e tipo de defeito originado.....	13
Figura 2.9 - Defeitos por ano, por nível de tensão, em transformadores (AT+TR) .....	15
Figura 2.10 - Número de defeitos por tipo de defeito em transformadores (agrupados) .....	15
Figura 2.11 - Defeitos em função do número de fases afectadas .....	16
Figura 2.12 - Defeitos agrupados por causa de incidente .....	16
Figura 4.1 - Histograma do tempo de reposição de linhas aéreas na RNT .....	40
Figura 4.2 - Histograma alternativo do Tempo de reposição de linhas aéreas na RNT .....	40
Figura 4.3 - Diferença entre $S(x)$ e $F_0(x)$ para tempo de reposição (linhas aéreas).....	43
Figura 4.4 - Distribuição de Weibull ( $\alpha=0.36$ ; $B=1.02$ ) .....	43
Figura 4.5 - Função de Distribuição Acumulada de Weibull ( $\alpha=0.36$ ; $B=1.02$ ) .....	44
Figura 4.6 - Tempo de reposição em função da hora de ocorrência do defeito .....	45
Figura 4.7 - Frequência de incidentes por período de 1 hora (excluindo incidentes de duração nula).....	46
Figura 4.8 - Tempo de reposição em função do dia da semana de ocorrência do defeito.....	47

Figura 4.9 - Frequência de acidentes por dia da semana (excluindo incidentes de duração nula).....	48
Figura 4.10 - Tempo de reposição em função do mês do ano de ocorrência do defeito .....	48
Figura 4.11 - Frequência de incidentes por mês do ano (excluindo incidentes de duração nula).....	49
Figura 4.13 - Tempo de reposição em função do tipo de defeito resultante .....	51
Figura 4.14 - Tempo de reposição em função do número de fases afectadas .....	51
Figura 4.15 - Frequência de defeitos por tipo de defeito originado (excluindo incidentes de duração nula) .....	52
Figura 4.16 - Frequência de defeitos em função do número de fases afectadas (excluindo duração nula).....	53
Figura 4.17 - Análise do tempo de reposição de acordo com o nível de tensão do elemento afectado .....	54
Figura 4.18 - Análise do tempo de reposição de acordo o tipo de elemento - Origem/Afectado .....	54
Figura 4.19 - Frequência de defeitos em elementos origem/afectado .....	55
Figura 4.20 - Histograma do tempo de reposição de transformadores e barramentos na RNT .....	56
Figura 4.21 - Histograma alternativo do Tempo de reposição de transformadores e barramentos na RNT.....	57
Figura 4.22 - Tempo de reposição em função da hora de ocorrência do incidente.....	59
Figura 4.23 - Frequência de defeitos por período de 1 hora.....	60
Figura 4.24 - Tempo de reposição em função do dia da semana de ocorrência do defeito ....	61
Figura 4.25 - Frequência de defeitos por dia da semana .....	61
Figura 4.26 - Tempo de reposição em função do mês de ocorrência do defeito .....	62
Figura 4.27 - Frequência de defeitos por mês do ano.....	63
Figura 4.28 - Tempo de reposição em função da causa de ocorrência do defeito .....	63
Figura 4.29 - Tempo de reposição em função do tipo de defeito resultante .....	64
Figura 4.30 - Tempo de reposição em função do número de fases afectadas .....	65
Figura 4.31 - Tempo de reposição em função do nível de tensão.....	65
Figura 4.32 - Tempo de reposição em função do tipo de elemento (origem/ afectado) .....	66
Figura 4.33 - Frequência de defeitos em elementos origem/afectado .....	66
Figura 4.34 - Diferença entre $S(x)$ e $F_0(x)$ para tempo de reposição (TR+B) .....	68
Figura 4.35 - Distribuição Exponencial ( $\lambda=0.07$ ).....	68

Figura 4.36 - Função de Distribuição Exponencial ( $\lambda=0.07$ ) .....	69
Figura 4.37 - Histograma do Tempo de Eliminação de Defeito .....	70
Figura 4.38 - Histograma do tempo de eliminação de defeito de acordo com horizontes temporais de interesse, estabelecidos no regulamento da rede de transporte .....	71
Figura 4.39 - Diferença entre $S(x)$ e $F_0(x)$ para tempo de eliminação de defeito (3 níveis de tensão agrupados) .....	73
Figura 4.40 - Distribuição Fréchet ( $\alpha=1.66$ ; $B=76$ ) .....	73
Figura 4.41 - Função de Distribuição Fréchet ( $\alpha=1.66$ ; $B=76$ ) .....	74
Figura 4.42 - Histograma do tempo de eliminação de defeito para 150 kV .....	75
Figura 4.44 - Diferença entre $S(x)$ e $F_0(x)$ para tempo de eliminação de defeito (150 kV) .....	76
Figura 4.45 - Distribuição de Fréchet ( $\alpha=2$ ; $B=98$ ) .....	77
Figura 4.46 - Função de Distribuição de Fréchet ( $\alpha=2$ ; $B=98$ ) .....	78
Figura 4.47 - Histograma do Tempo de Eliminação de Defeito para 220 kV .....	78
Figura 4.48 - Histograma do tempo de eliminação de defeito de acordo com horizontes temporais de interesse, estabelecidos no regulamento da rede de transporte para 220 kV ...	79
Figura 4.49 - Diferença entre $S(x)$ e $F_0(x)$ para tempo de eliminação de defeito (220 kV) .....	80
Figura 4.50 - Distribuição de Weibull ( $\alpha=0.5$ ; $B=75$ ) .....	80
Figura 4.51 - Função de Distribuição de Weibull ( $\alpha=0.5$ ; $B=75$ ) .....	81
Figura 4.52 - Histograma do Tempo de Eliminação de Defeito para 400 kV .....	82
Figura 4.53 - Histograma alternativo do tempo de eliminação de defeito para 400 kV .....	82
Figura 4.54 - Diferença entre $S(x)$ e $F_0(x)$ para tempo de eliminação de defeito (400 kV) .....	83
Figura 4.55 - Distribuição de Weibull ( $\alpha=0,4$ ; $B=27$ ) .....	84
Figura 4.56 - Função de Distribuição de Weibull ( $\alpha=0,4$ ; $B=27$ ) .....	85
Figura 4.57 - Capacidade de transporte ( $S_{max}$ ) para os diferentes níveis de tensão .....	86
Figura 4.58 - Capacidade de transporte ( $S_{max}$ ) e $I_{max}$ para os diferentes níveis de tensão ..	88
Figura 4.59 - Capacidade de transporte ( $S_{max}$ ) e $I_{max}$ para os diferentes níveis de tensão ..	89
Figura 4.60 - Comparação das diferentes capacidades de transporte para os diferentes condutores em função da temperatura ambiente .....	89
Figura 4.61 - Defeitos em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente, para elementos sede de defeito .....	91
Figura 4.62 - Defeitos em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente, para elementos afectados .....	91

Figura 4.63 - Defeitos em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente, para todos os elementos.....	92
Figura 4.64 - Defeitos originados por incêndios em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente .....	93
Figura 4.65 - Defeitos originados por descargas atmosféricas em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente.....	94
Figura 4.66 - Defeitos originados por cegonhas em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente .....	94
Figura 4.67 - Defeitos originados por Nevoeiro, neblina ou poluição em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente .....	95
Figura 4.68 - Defeitos originados por outras causas desconhecidas em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente .....	95
Figura 4.69 - Defeitos originados por outras causas conhecidas em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente.....	96
Figura 4.70 - Defeitos originados por sistemas de protecção em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente.....	96
Figura 4.71 - Defeitos originados por características intrínsecas a outras redes em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente .....	97
Figura 4.72 - Correlação para as diferentes causas de defeito.....	98
Figura 4.73 - Histograma de tempo de reposição na sequência de trabalhos.....	99
Figura 4.74 - Frequência acumulada dos tempos de reposição.....	100
Figura 4.75 - Frequência de indisponibilidades forçadas na sequência de incidente, em função da causa do defeito .....	101
Figura 4.76 - Frequência de indisponibilidades forçadas em linhas aéreas, por ano .....	101
Figura 4.77 - Correlação para as diferentes causas de defeito.....	103
Figura 4.78 - Frequência de indisponibilidades forçadas na sequência de incidentes, por nível de tensão.....	104
Figura 4.79 - Histograma de tempo de reposição na sequência de trabalhos.....	105
Figura 4.80 - Histograma de tempo de reposição na sequência de trabalhos (pormenor).....	105
Figura 4.82 - Frequência de trabalhos em função da causa de defeito .....	107
Figura 4.83 - Tempo de reposição na sequência de indisponibilidade forçada em função da causa do defeito .....	108
Figura 4.84 - Frequência de indisponibilidades forçadas, por ano.....	108
Figura 4.85 - Frequência de indisponibilidades forçadas em função do nível tensão .....	109
Figura 4.86 - Correlação para as diferentes causas de defeito.....	110
Figura 5.1 - Medidas preventivas em linhas aéreas.....	115

## Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Estatísticas descritivas para o tempo de reposição de elementos da rede (em minutos) .....	41
Tabela 4.2 - Resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov.....	42
Tabela 4.3 - Resultados do teste de Kruskal-Wallis.....	55
Tabela 4.4 - Estatísticas descritivas do tempo de reposição (TR+B) .....	58
Tabela 4.5 - Resultados do teste de Kruskal-Wallis.....	67
Tabela 4.6 - Resultados do teste de Kolmogorov-smirnov.....	67
Tabela 4.7 - Estatísticas descritivas para o tempo de eliminação de defeito (em milissegundos).....	72
Tabela 4.8 - Resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov.....	72
Tabela 4.9 - Resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov.....	76
Tabela 4.10 - Resultados do teste Kolmogorov-Smirnov .....	79
Tabela 4.11 - Resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov .....	83
Tabela 4.12 - Efeito da temperatura ambiente na capacidade de transporte de energia, nos condutores do tipo Zambeze, por nível de tensão .....	86
Tabela 4.13 - Efeito da temperatura ambiente na capacidade de transporte de energia nos condutores do tipo Zebra, por nível de tensão .....	87
Tabela 4.14 - Efeito da temperatura ambiente na capacidade de transporte de energia nos condutores do tipo Bear, por nível de tensão .....	88
Tabela 4.15- Resumo das características mais importantes para a determinação da capacidade de transporte .....	90
Tabela 4.16 - Correlação entre temperatura máxima e defeitos .....	92

Tabela 4.17 - Estatísticas descritivas para tempos de reposição de linhas aéreas com indisponibilidade forçada na sequência de incidente (em minutos).....	99
Tabela 4.18 - Coeficientes de correlação para o nível de 150 kV.....	102
Tabela 4.19 - Coeficientes de correlação para o nível de 220 kV.....	102
Tabela 4.20 - Coeficientes de correlação para o nível de 400 kV.....	102
Tabela 4.21 - Coeficientes de correlação para os três níveis de tensão (agrupados) .....	102
Tabela 4.22 - Estatísticas descritivas para tempos de reposição de transformadores e barramentos com indisponibilidade forçada na sequência de incidentes (em minutos) .....	104
Tabela 4.23 - Coeficientes de correlação para transformadores de 150 kV.....	109
Tabela 4.24 - Coeficientes de correlação para transformadores de 220 kV.....	109
Tabela 4.25 - Coeficientes de correlação para transformadores de 400 kV.....	110
Tabela 4.26 - Coeficientes de correlação para transformadores (150+220+400 kV) .....	110
Tabela 4.27 - Coeficientes de correlação para barramentos de 150 kV .....	111
Tabela 4.28 - Coeficientes de correlação para barramentos de 220 kV .....	111
Tabela 4.29 - Coeficientes de correlação para barramentos de 400 kV .....	111
Tabela 4.30 - Coeficientes de correlação para barramentos (150+220+400 kV).....	111



# Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

ANOVA	<i>Analysis of Variance</i>
AT	Auto-Transformador
B	Barramento
C1	Acção Atmosférica - Descargas Atmosféricas
C2	Acção Atmosférica - Nevoeiro ou neblina e poluição
C3	Acção Atmosférica - Vento
C4	Acção Atmosférica - Outras
C5	Acção Ambiental - Cegonhas
C6	Acção Ambiental - Outras aves
C7	Acção Ambiental - Outros animais (excepto aves)
C8	Acção Ambiental - Árvores
C9	Acção Ambiental - Incêndios
C10	Acção Ambiental - Interferência de corpo estranho
C11	Acção de Terceiros - Máquina
C12	Acção de Terceiros - Vandalismo
C13	Acção de Terceiros - Outras
C14	Acção de Terceiros - Causas intrínsecas a outras redes
C15	Origem Interna - def. equip. AT - Disjuntor
C16	Origem Interna - def. equip. AT - Transformador de intensidade
C17	Origem Interna - def. equip. AT - Outras
C18	Origem Interna - def. equip. AT - Seccionador
C19	Origem Interna - def. equip. AT - Descarregador de sobretensões
C20	Origem Interna - def. equip. AT - Transformador de potência (incl. acessórios)
C21	Origem Interna - def. equip. AT - Outras
C22	Origem Interna - def. equip. Linha - Cabo condutor
C23	Origem Interna - def. equip. Linha - Cabo de terra e guarda

C24	Origem Interna - def. equip. Linha - Cadeias de isoladores
C25	Origem Interna - def. equip. Linha - Ligações (pinças e uniões)
C26	Origem Interna - def. equip. Linha - Outras
C27	Origem Interna - def. sis. Auxiliares - Sistemas de protecções
C28	Origem Interna - def. sis. Auxiliares - Sistemas de comando e controlo
C29	Origem Interna - def. sis. Auxiliares - Outras
C30	Outros - Erro humano - Conservação, montagens e ensaios
C31	Outros - Erro humano - Manobras
C32	Outros - Outras
C33	Outros - Outras causas conhecidas (sobrecargas, etc.)
C34	Outros - Outras causas desconhecidas
D04	Defeito entre fases 0 e 4
D08	Defeito entre fases 0 e 8
D48	Defeito entre fases 4 e 8
D04T	Defeito entre fases 0 e 4 à terra
D08T	Defeito entre fases 0 e 8 à terra
D48T	Defeito entre fases 4 e 8 à terra
FI	Falta de informação
GestInc	Base de dados de incidentes da REN
IB	Inter-barras
L150	Linha de 150 kV
L220	Linha de 220 kv
L400	Linha de 400 kv
M0	Defeito monofásico na fase 0
M4	Defeito monofásico na fase 4
M8	Defeito monofásico na fase 8
REN	Redes Eléctrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
SD	Sem Defeito
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
TR	Transformador
TS	Defeito trifásico à terra
TC	Defeito trifásico sem terra

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 - Motivação/Contexto/Considerações Gerais

Uma das principais missões das empresas do sistema eléctrico (geração, transmissão e distribuição) é fornecer de forma fiável, segura, económica e respeitando determinados requisitos de qualidade, electricidade aos utilizadores. Com o contínuo crescimento do uso de electricidade a complexidade de operações do sistema eléctrico tem vindo a aumentar, levando a que a ocorrência de incidentes tenha um impacto significativo nos factores acima mencionados.

As companhias de electricidade são confrontadas com perturbações de carácter imprevisível nos seus sistemas. Os utilizadores (industriais, comerciais e residenciais), bem como as próprias companhias do sistema eléctrico (devido a limites definidos em regulamentos e cuja violação resulta em sanções) estão muito interessados na redução do número e duração de interrupções pois estas afectam os seus retornos económicos, ritmos de produção, segurança e conveniência.

A estimativa de tempos de reposição na sequência de incidentes é uma tarefa complexa pois depende de inúmeros factores distintos: condições climatéricas, altura da ocorrência, causa do incidente, disponibilidade da mão-de-obra, número de elementos danificados que precisam de ser reparados nessa altura, localização do incidente, etc.

A análise estatística de incidentes/avarias é feita de forma rotineira em muitos campos (medicina, aeroespacial, electrónica, etc.) com dois objectivos:

- Prever comportamentos futuros;

- Examinar relações entre acontecimentos de interesse e possíveis variáveis (independentes) de previsão.

### 1.2 - Objectivos da dissertação

O objectivo desta dissertação é realizar uma análise do histórico de incidentes em linhas, transformadores e barramentos na RNT entre 2001 e 2009 com o propósito de utilizar o comportamento passado do sistema de forma a prever o seu comportamento futuro. Serão de particular interesse os factores que contribuem de forma mais significativa para a severidade dos incidentes: tempo de reposição em serviço de elementos afectados da rede e tempo de eliminação de defeitos. Serão também estudadas as correlações entre ocorrência de incidentes e temperatura ambiente máxima registada, e indisponibilidade forçada de equipamentos devido à realização de trabalhos na sequência de incidentes.

### 1.3 - Estrutura da dissertação

Neste primeiro capítulo é feita uma breve introdução à motivação por trás do trabalho, bem como indicados os objectivos a alcançar e a estrutura da dissertação.

No capítulo 2 é feita uma análise geral dos incidentes na RNT, incluindo informação sobre a base de dados de registo de incidentes da REN (GestInc), bem como observação dos tipos de defeitos e causas mais relevantes. A base deste capítulo serão as referências [1] e [2].

O tratamento do histórico de incidentes é feito com base numa miríade de métodos e ferramentas estatísticas. No capítulo 3 serão expostos os vários métodos assim como a fundamentação para a sua utilização, sempre que tal se justifique. Este capítulo tem como base as referências [3] - [8].

No capítulo 4 são apresentados e analisados os resultados da aplicação dos métodos/ferramentas descritos no capítulo 3, aos dados. A metodologia adoptada tem por base as referências [2] e [9].

O capítulo 5 estuda a influência dos distintos factores analisados estatisticamente no capítulo anterior no que concerne a severidade dos incidentes e tem por base a referência [11].

As conclusões e perspectivas de trabalho futuras são apresentadas no capítulo 6.

## Capítulo 2

# Incidentes na RNT

### 2.1- Introdução

Um incidente é definido como sendo “um acontecimento que origina a desconexão (não programada) de um ou mais elementos da rede - elementos do incidente, podendo originar uma interrupção de serviço” [1].

Dado que um SEE é confrontado com numerosos incidentes durante a sua exploração é importante garantir que na sequência de um defeito as consequências sejam minimizadas, assegurando que um número mínimo de elementos da rede seja afectado e que a sua reposição em serviço seja o mais expedita possível com vista a garantir quer os critérios de segurança da rede, quer o cumprimento dos requisitos de qualidade de serviço regulamentados.

Os incidentes podem dividir-se em três categorias distintas:

- Incidentes independentes - correspondem à saída de serviço de mais do que um elemento da rede em simultâneo, sendo a causa do incidente diferente para ambos.
- Incidentes dependentes - neste caso há um defeito inicial num ou mais elementos que origina um incidente noutros elementos da rede.
- Incidentes com causa comum - um ou mais elementos da rede ficam fora de serviço como consequência directa de um mesmo incidente.

No que concerne os elementos afectados da rede podemos classificá-los da seguinte forma:

- Elemento “Origem” - o elemento da rede sai de serviço como consequência directa da ocorrência do incidente.
- Elemento “Afectado” - o elemento da rede sai de serviço não como resultado da perturbação, mas sim devido aos efeitos da saída de serviço do elemento “origem”. Tal pode ficar a dever-se a diversos motivos:
  - Sobrecargas
  - Actuação de protecções diferenciais de barras e falha de disjuntor
  - Situações de tensão zero numa zona da rede
  - Partilha de um disjuntor por dois elementos da rede em série.
  - Funcionamento não selectivo de sistemas de protecção

## 2.2 - Registo de incidentes

### 2.2.1 - Introdução

No que concerne o planeamento e projecto de sistemas eléctricos existe a utilização generalizada de técnicas probabilísticas dado que as vantagens destes métodos face a métodos determinísticos já foram claramente demonstradas. O estudo quantitativo da fiabilidade de um SEE está inevitavelmente associado às estatísticas de taxas de avarias em elementos obtidas a partir do histórico de incidentes do sistema. Assim, os dados agrupados de incidentes em equipamento de transmissão tornou-se uma parte importante no planeamento, exploração e práticas de manutenção do sistema.

A recolha de dados de incidentes é uma parte integral da análise da fiabilidade efectiva de um SEE, que fornece as ferramentas e informação necessária para assistir os gestores do sistema no seu objectivo primário de suprir as necessidades eléctricas dos utilizadores de forma fiável e ao menor custo possível. Uma avaliação de fiabilidade eficiente mede a qualidade de serviço proporcionada pelo sistema de transmissão como um todo, predizendo alterações na qualidade de serviço para alterações de equipamentos, projecto do sistema ou estratégias de exploração e de manutenção, controlando a qualidade de serviço através de um processo de *feedback*.

Existem três grandes motivos que justificam a importância dada ao estudo de registo de incidentes num SEE:

1. Possibilita a identificação cronológica de alterações de *performance*, permitindo assim determinar áreas passíveis de reforços ou modificações.
2. Estabelece valores base que servem de guia para futuras avaliações de fiabilidade do sistema.

3. Permite que previsões prévias sejam comparadas com a experiência de exploração actual.

### 2.2.2 - Base de dados de registo de incidentes da REN (GestInc)

A base de dados da REN tem por objectivo a organização e gestão de uma miríade de informações relativas à ocorrência de incidentes na rede, estando organizada sob a forma de tabelas. Em seguida serão expostos os diferentes dados inseridos aquando do evento de um defeito [1].

A primeira comunicação requerida prende-se com as características do incidente - Preenchimento do incidente (1º nível):

- Número do registo
- Data e hora do incidente
- Causa do incidente
- Origem do incidente
- Repercussão

O segundo passo concerne os efeitos do defeito nos elementos da rede - Preenchimento do elemento de rede (2º nível):

- Data e hora de saída de serviço e de reposição
- Tipo de defeito
- Natureza do defeito
- Classificação dos elementos em Origem/Afectado

Prossegue-se com a introdução dos dados relativos aos disparos ocorridos - Preenchimento do disparo (3º nível):

- Dados relativos a cada um dos extremos do elemento da rede
- Data e hora de disparo e fecho do disjuntor
- Identificação da instalação e do número do painel
- Tipo de protecção
- Tipo de disparo
- Agente de reposição
- Corrente de curto-circuito das fases em defeito
- Tempo de eliminação do defeito
- Distância ao defeito a partir desse painel

A inclusão de um novo registo na base de dados fica terminada quando são introduzidos os dados referentes às interrupções - Preenchimento das interrupções:

- Indicação de interrupção total ou parcial
- Data e hora da interrupção
- Valores de ENF, potência interrompida
- Duração de interrupção
- Causa da interrupção, caso esta seja distinta da do incidente associado

A informação requisitada anteriormente é fruto de diversas fontes de informação presentes na rede:

- Registos do sistema SCADA
- Registos cronológicos de acontecimentos das subestações afectadas
- Oscilogramas dos painéis afectados
- Identificação da causa do incidente

Com base nos registos introduzidos a aplicação permite o cálculo de diversos indicadores úteis na avaliação de fiabilidade e qualidade de serviço do sistema. Esses indicadores podem ser:

- Indicadores Individuais
  - Duração total das interrupções por ponto de entrega (DI)
  - Frequência de interrupções por ponto de entrega (FI)
- Indicadores Gerais
  - Energia não fornecida (ENF)
  - Tempo de interrupção equivalente (TIE) - Indicador que representa o tempo de interrupção da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil).
  - Frequência média de interrupção do sistema (SAIFI) - Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil).
  - Duração média das interrupções do sistema (SAIDI) - Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil).
  - Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI) - Indicador que representa o tempo médio de reposição de serviço num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil).



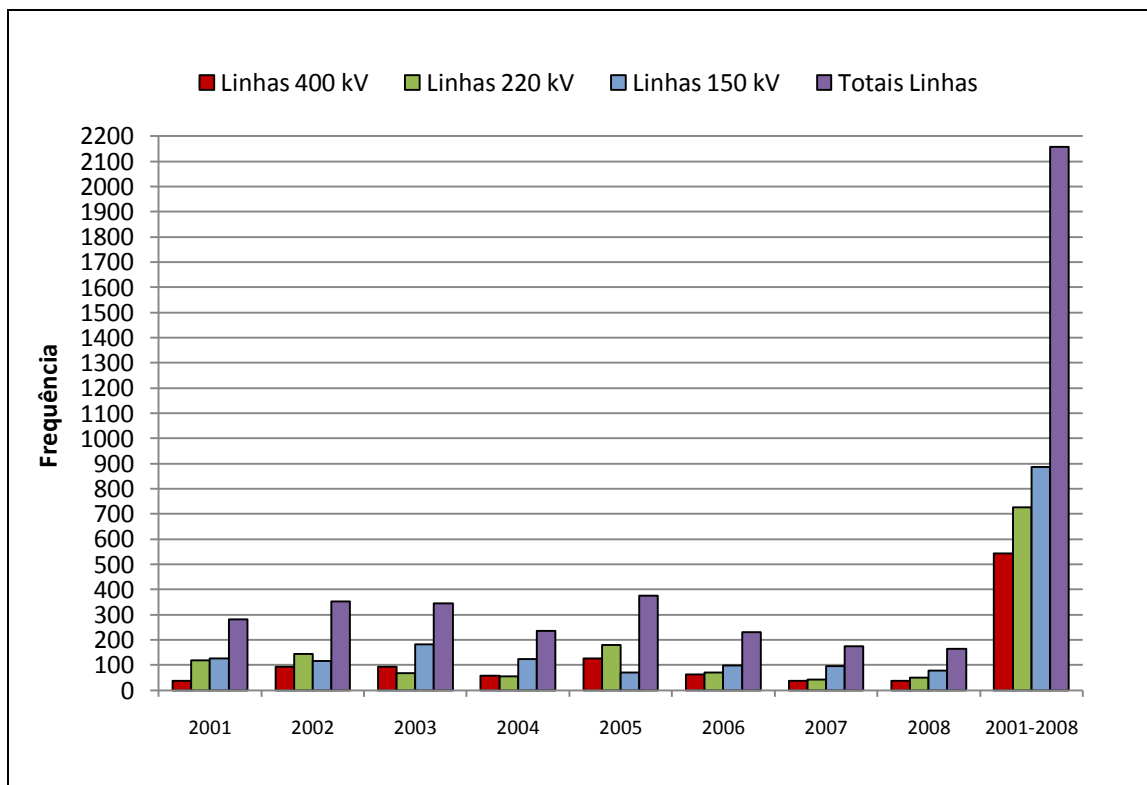
## 2.3 - Incidentes na RNT entre Janeiro de 2001 e Dezembro de 2008

Com base nos registos de incidentes entre 2001 e 2008 é feita uma breve análise do comportamento de linhas aéreas e transformadores durante esse período. Note-se que na análise que se segue apenas serão considerados os elementos origem dos incidentes, sendo também assumida independência das ocorrências, mesmo para o caso de incidentes com causa comum. Apesar de estarem disponíveis os registos relativos ao primeiro quadrimestre de 2009, não serão utilizados nesta secção, pois tal não permitiria uma análise da evolução dos diferentes factores, relativamente a anos anteriores. Embora fosse possível uma comparação referente ao primeiro quadrimestres de todos os anos para os quais os dados estão acessíveis, tal análise não seria muito relevante ou informativa face a uma análise anual, já que a maioria dos indicadores de interesse têm em conta este horizonte temporal.

### 2.3.1 - Linhas Aéreas

Os elementos do SEE mais frequentemente afectados por incidentes são as linhas aéreas. Este facto deve-se essencialmente a dois motivos: a sua dispersão geográfica e a disparidade de características dos terrenos em que estão implantadas, estando mais sujeitas à acção de agentes ambientais e atmosféricos, causadores maioritários de incidentes na rede como se constata na figura 2.5. Por outro lado, a grande maioria desses defeitos são fugitivos, i.e., são eliminados após actuação das protecções [2].

Um dos indicadores mais relevantes no que concerne o funcionamento da rede de transmissão será o número de defeitos a que está sujeita. Na figura 2.1 é evidenciada a variação do número de ocorrências para cada um dos três níveis de tensão em consideração, para o intervalo temporal mencionado.



**Figura 2.1** - Defeitos em linhas aéreas por nível de tensão entre 2001 e 2008

Com base na figura 2.1 dois aspectos se tornam evidentes: em geral, o número de defeitos sofridos diminui com o aumento do nível tensão e além disso, com o decorrer dos anos, exceção feita a 2005 (o incremento verificado pode ser atribuído à ocorrência anormalmente elevada de incêndios em território nacional nesse ano), tem-se assistido a uma tendência para a diminuição total da sua frequência.

Já se referiram previamente os requisitos crescentes no que se refere à qualidade de serviço. Esses requisitos contribuíram para o decréscimo do número anual de incidentes (incentivando mais manobras de manutenção, por exemplo). No entanto, como os defeitos, pela sua natureza aleatória, dependem de factores que estão fora do controlo do operador do sistema, é admissível que apesar dos esforços para assegurar o funcionamento fiável do sistema, em certos anos, se possa assistir a um incremento da quantidade de ocorrências fruto de factores pontuais (incêndios, condições atmosféricas anormais, etc.).

Quanto à diminuição de incidentes com o aumento do nível de tensão, tal deve-se principalmente às diferenças construtivas das linhas. Quanto maior é a tensão da linha, maiores devem ser as distâncias deixadas em relação a outros condutores, ao solo, à vegetação, etc., o que acaba por conduzir a uma maior imunidade aos factores ambientais.

De grande interesse será também uma avaliação dos tipos de defeitos mais comuns, como explícita a figura 2.2. Constatase que de ano para ano se assiste a uma supremacia constante

de um determinado tipo de defeito em relação a outros. A figura 2.3 torna a sua identificação mais facilitada.

Na figura 2.2 e na figura 2.3 os diferentes tipos de defeito são identificados da seguinte forma:

- M0 - Defeito monofásico na fase 0
- M4 - Defeito monofásico na fase 4
- M8 - Defeito monofásico na fase 8
- SD - Sem Defeito
- TS - Defeito trifásico à terra
- TC - Defeito trifásico sem terra
- D04 - Defeito entre fases 0 e 4
- D08 - Defeito entre fases 0 e 8
- D48 - Defeito entre fases 4 e 8
- D04T - Defeito entre fases 0 e 4 à terra
- D08T - Defeito entre fases 0 e 8 à terra
- D48T - Defeito entre fases 4 e 8 à terra

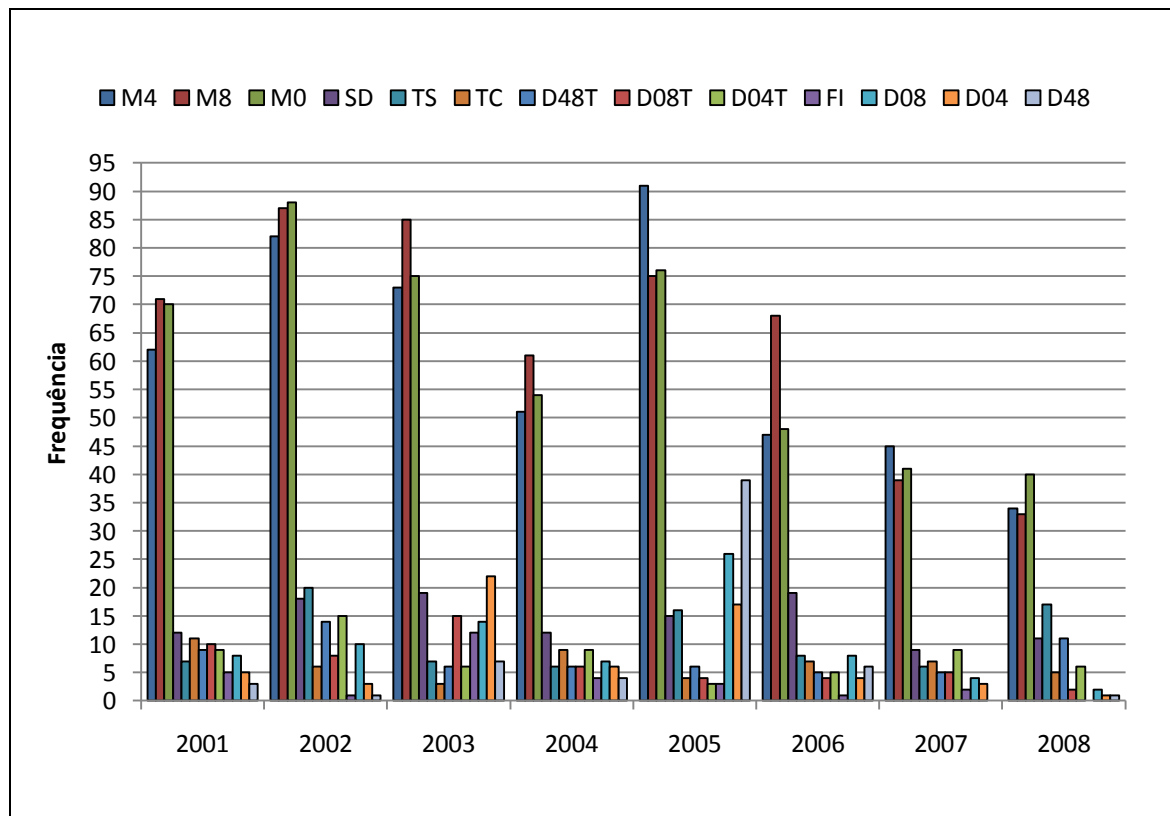


Figura 2.2 - Defeitos por tipo de defeito, por ano, em linhas (agrupadas)

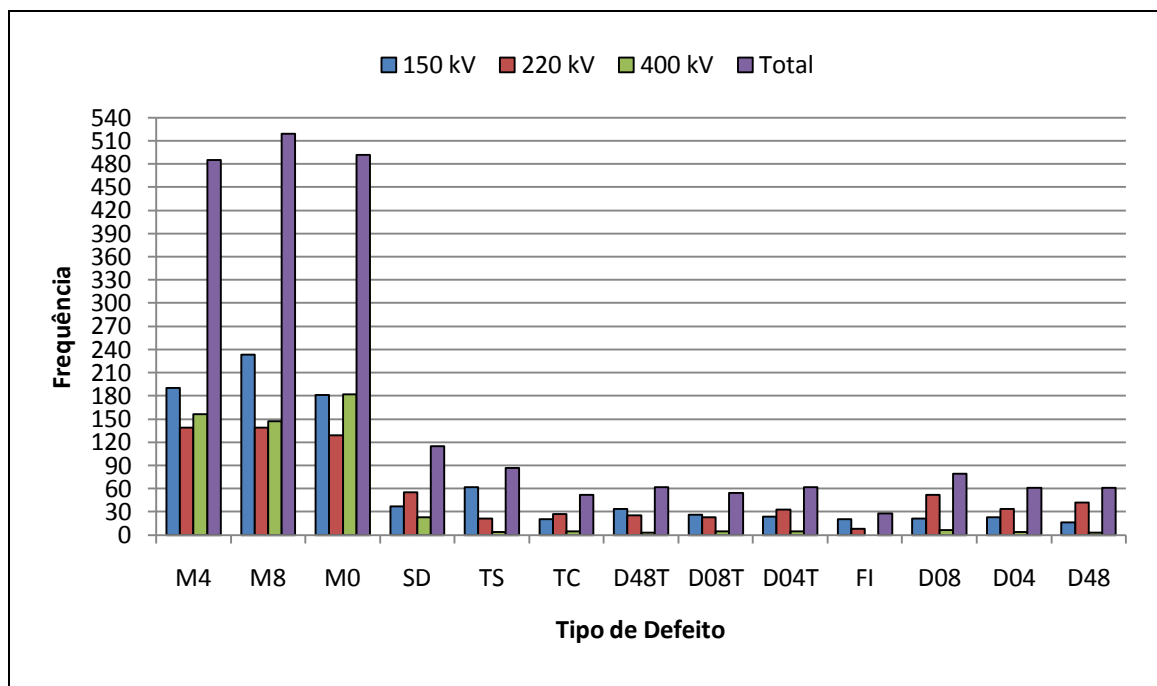


Figura 2.3 - Defeitos por tipo de defeito, por nível de tensão, em linhas aéreas

A figura 2.4 permite uma análise da frequência de defeitos em função do número de fases afectadas. Foi obtida através da junção dos valores presentes na figura 2.3 sempre que o número de fases envolvidas no defeito é semelhante.

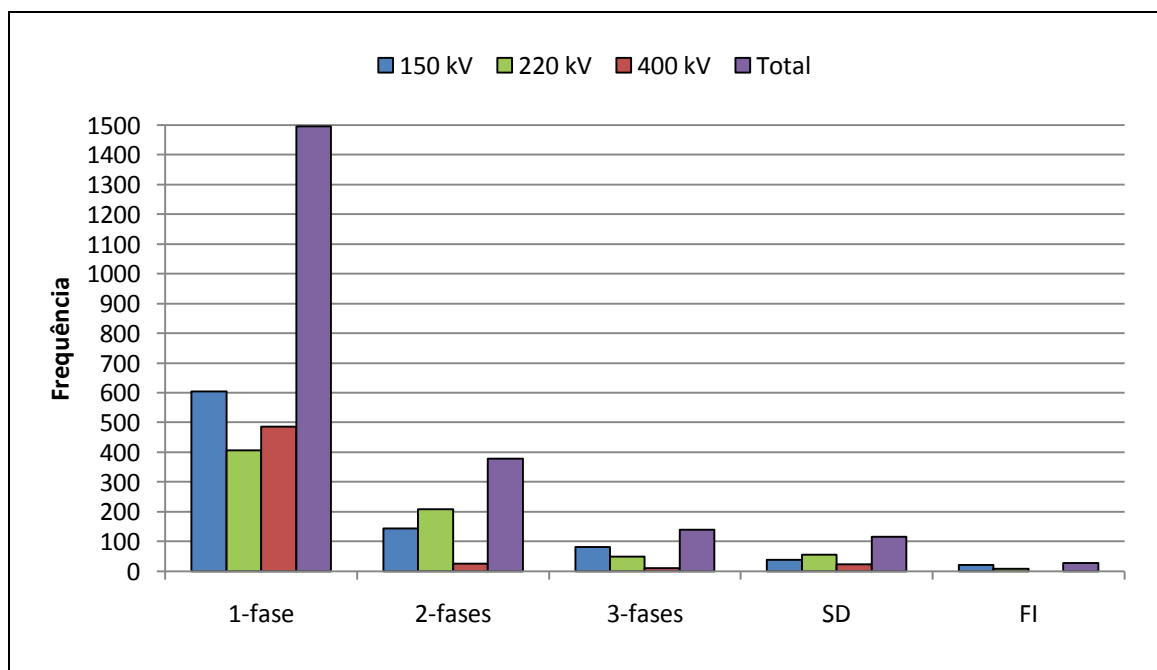


Figura 2.4 - Defeitos por número de fases afectadas, por nível de tensão, em linhas aéreas

Observando as figura 2.3 e 2.4 facilmente se constata que a grande maioria das ocorrências origina um defeito monofásico, sendo que estes representam aproximadamente 70% de todos os defeitos ocorridos durante o período em análise. A frequência de defeitos diminui de forma inversa ao número de fases afectadas. Quanto aos defeitos do tipo SD, correspondem à inexistência de defeito eléctrico (curto-circuito) no elemento da rede que saiu de serviço, tendo este sido colocado fora de serviço devido a motivos indirectos, nomeadamente:

- Mau funcionamento de protecções para um curto-circuito;
- Funcionamento não selectivo de sistemas de protecção;
- Erro de manobra;
- Curto-circuito numa barra, os disjuntores ligados a essa barra abrem para eliminar o defeito, mas eles pertencem a painéis de linha e transformadores. Logo, as linhas e os transformadores são classificados sem defeito, há apenas defeito na barra;
- Aberturas intempestivas durante trabalhos;

Uma das formas de tentar minimizar o número de incidentes que ocorrem será através da identificação das principais causas que originam as perturbações do sistema a fim de serem adoptadas as medidas adequadas à sua atenuação, sempre que tal seja exequível. A figura 2.5 mostra, por ordem declinante de número de ocorrências, as principais causas originadoras de incidentes na RNT.

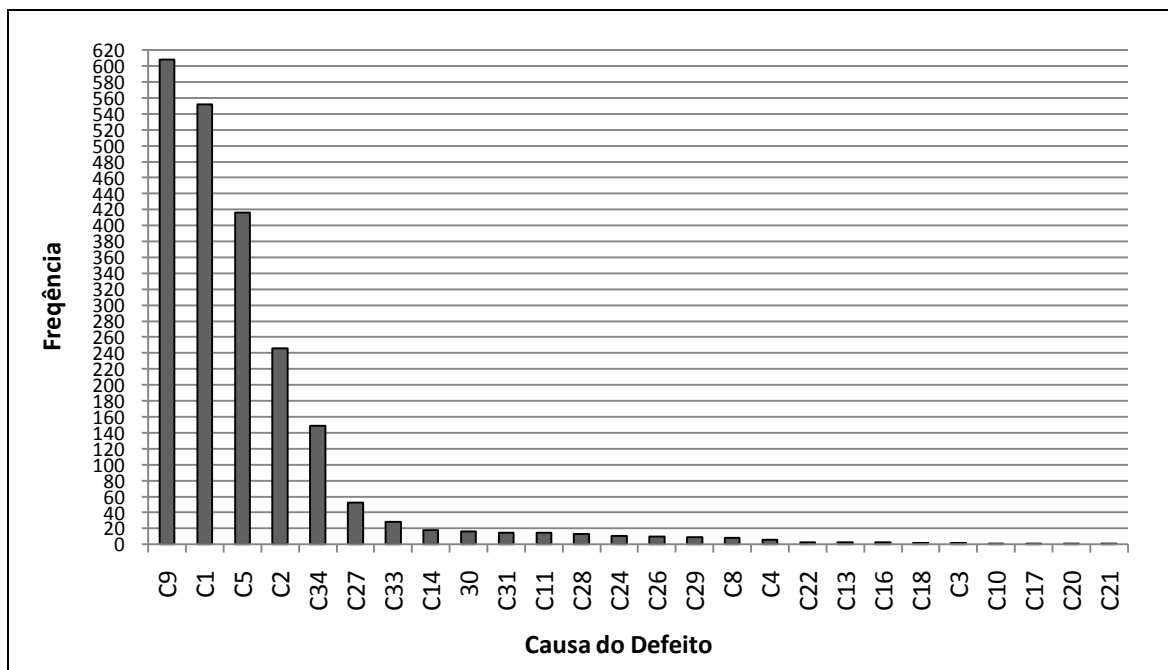
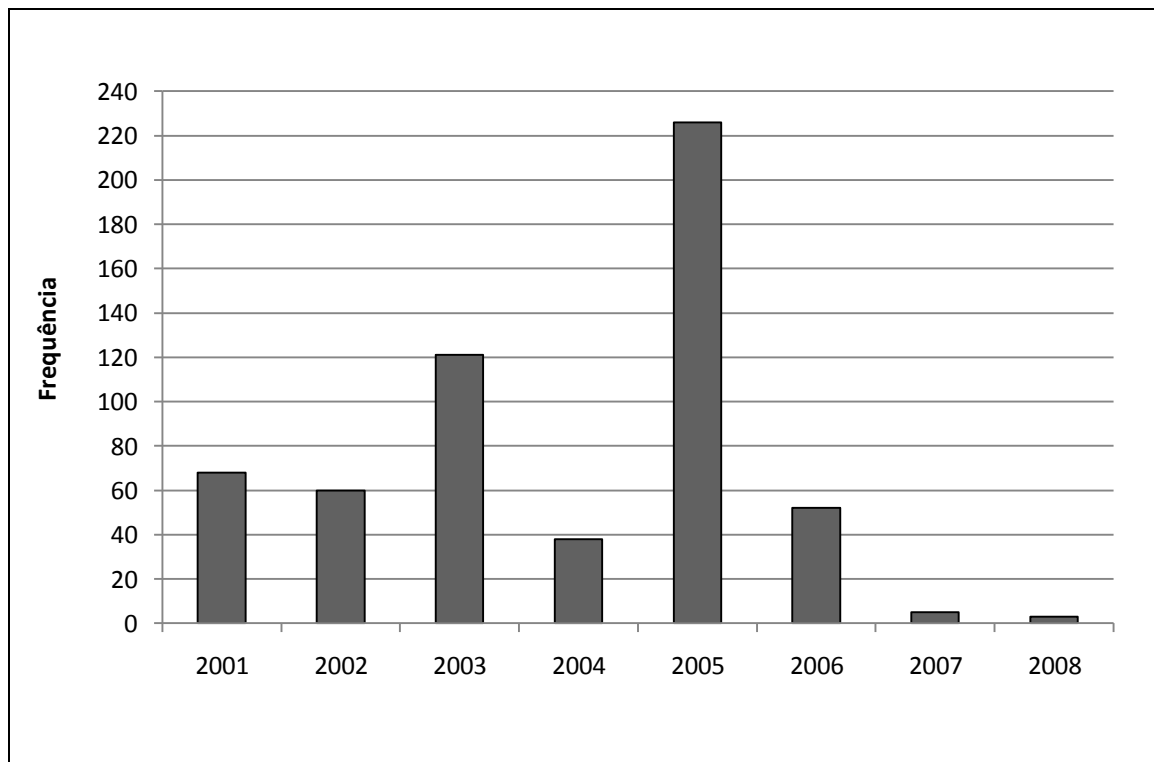


Figura 2.5 - Defeitos agrupados por causa de incidente

Constata-se que as causas de incidente mais frequentes são, por ordem decrescente, Incêndios, Descargas Atmosféricas e Cegonhas com respectivamente 608, 552 e 416 incidentes, englobando aproximadamente 72% de todos os incidentes. Tratam-se todas elas de causas externas ao SEE e cuja minimização apenas pode ser obtida através de acções de manutenção/preventivas, nomeadamente, remoção de ninhos de cegonhas, corte da vegetação nas proximidades de linhas de transmissão, medidas de protecção contra descargas atmosféricas.

Na análise da figura 2.1 utilizou-se como argumento para o aumento inesperado do número de defeitos em 2005, a frequência anormal de incêndios. A figura 2.6 clarifica a evolução deste tipo de acontecimento para o período em estudo, indicando claramente um pico no referido ano.



**Figura 2.6 - Frequência de incêndios por ano**

Na figura 2.7 é possível avaliar a distribuição de cada uma das causas de defeito presentes na figura 2.5 por cada um dos níveis de tensão.

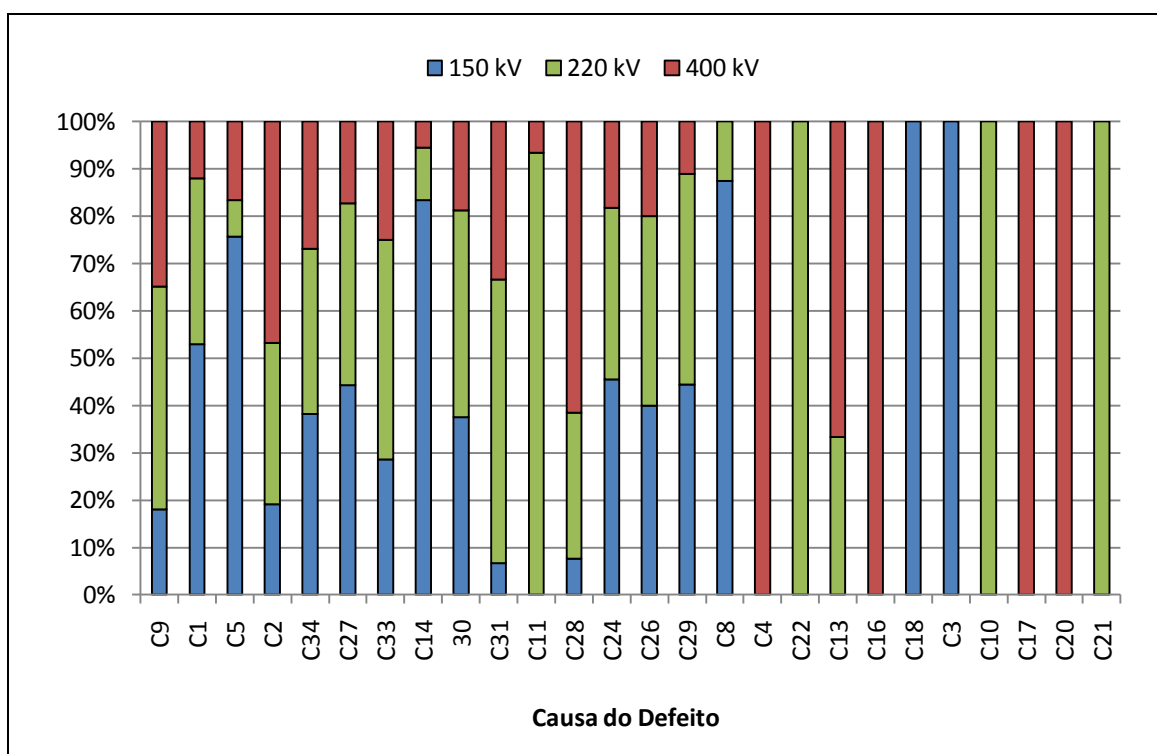


Figura 2.7 - Defeitos agrupados por causa, por nível de tensão

Será também informativo observar a relação entre cada uma das causas identificadas e o tipo de defeito a que dão azo. A figura 2.8 explicita a relação entre estes dois factores.

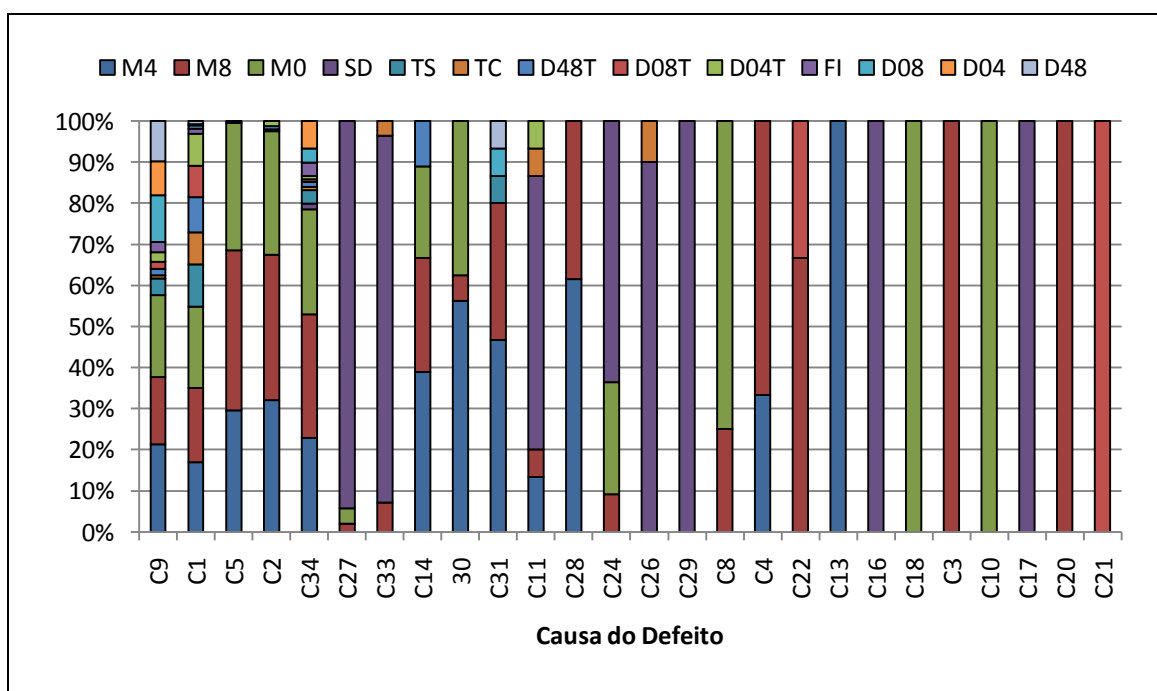


Figura 2.8 - Relação entre causa do defeito e tipo de defeito originado

Uma análise da figura 2.8 indica que para as causas mais frequentes, como seria de esperar, se assiste a uma maior variedade do tipo de defeitos originados, i.e., uma determinada causa não parece apresentar uma predisposição para ocasionar um tipo de defeito específico, ou pelo menos, a causa não será o único factor relevante. É obvio que uma análise deste tipo não será muito informativa ou sequer apropriada para causas associadas a um reduzido número de incidentes, pois poderia concluir-se erroneamente uma relação entre uma determinada causa e um certo tipo de defeito, inexistente na realidade.

### 2.3.2 - Transformadores (TR+AT)

Os transformadores afectam a fiabilidade da rede de transporte de duas formas relacionadas: defeitos e sobrecargas. A falha de transformadores em pontos de entrega mono alimentados pode levar à interrupção de um grande número de utilizadores. Quando tal acontece a manutenção do critério de segurança “N-1”, pode conduzir a que outros transformadores sejam solicitados a alimentar a carga interrompida ou, se não houver capacidade de transformação de reserva suficiente, terá de ser tomada a decisão de sobrecarregar, ou não, os transformadores presentemente em serviço tendo esta actuação como consequência uma diminuição no tempo de vida expectável dos transformadores. Trata-se de um compromisso entre uma maior fiabilidade no presente às custas de uma diminuição no futuro.

Dada a relevância deste tipo de equipamentos para a adequada exploração dos SEE, é de grande importância a extensa pesquisa feita na área de avaliação da condição de transformadores levada a cabo quer pelas empresas que constroem os ditos equipamentos quer por investigadores académicos, com o objectivo de determinar o estado do equipamento e identificar causas incipientes, antes que conduzam a falhas graves.

De forma análoga ao que ocorreu na secção anterior, na análise que se segue apenas foram tidos em conta elementos “origem” e todas as ocorrências foram consideradas independentes.

A figura 2.9 evidencia o número de defeitos ocorridos em transformadores entre 2001 e 2008, deixando poucas dúvidas em relação à diferença de comportamento destes equipamentos face àquele visto previamente para as linhas aéreas.



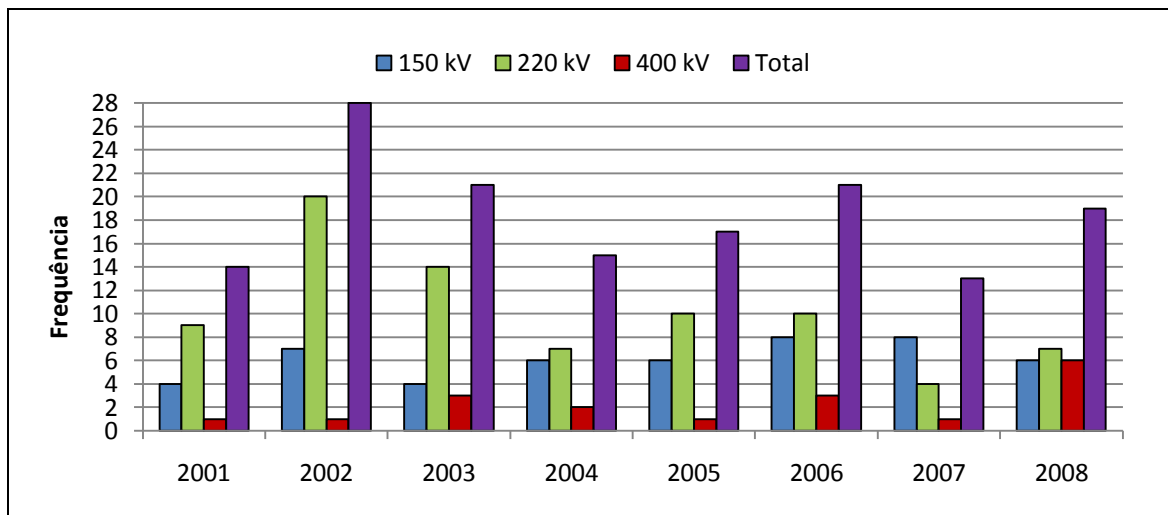


Figura 2.9 - Defeitos por ano, por nível de tensão, em transformadores (AT+TR)

A constatação mais imediata da observação da figura 2.9 é a de que o número de defeitos que afecta os transformadores e auto-transformadores de 400 kV é muito reduzido, sendo suficiente ter em conta que num período de oito anos o número de ocorrências foi inferior a 19, 2.7 vezes inferior ao número de ocorrências nos equipamentos análogos de 150 kV e aproximadamente 4.5 vezes inferior à frequência de defeitos para o nível de 220 kV. Este facto não fica no entanto a dever-se a nenhuma característica intrínseca deste tipo de equipamentos, mas maioritariamente ao facto de a RNT ter um número inferior de transformadores deste tipo.

Em 2008, existiam na RNT 30 transformadores e auto-transformadores de 400 kV, existindo 75 de 220 kV e 52 de 150 kV.

Os tipos de defeitos que perturbam estes equipamentos estão representados na figura 2.10.

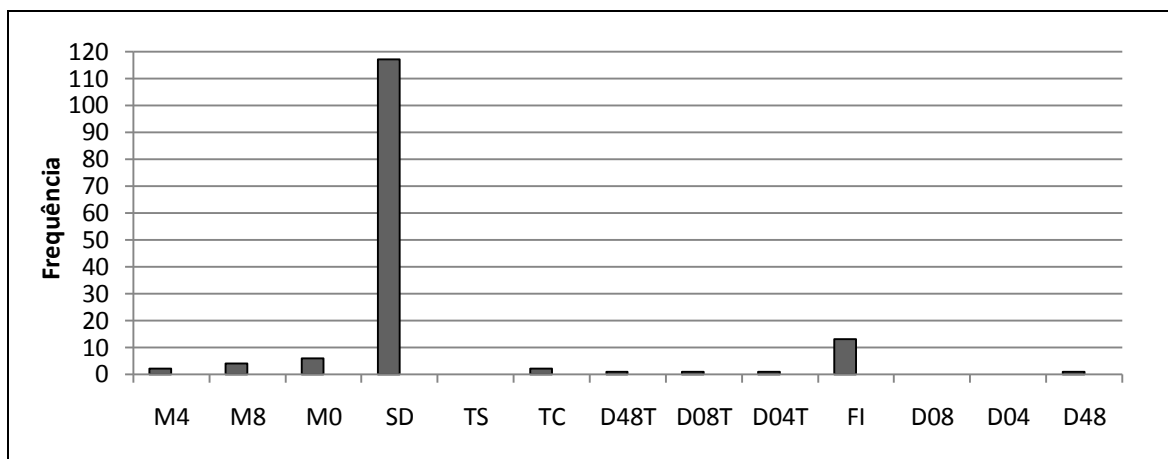


Figura 2.10 - Número de defeitos por tipo de defeito em transformadores (agrupados)

Em transformadores (TR+AT) o tipo de incidente claramente mais recorrente é SD (representando 60% das ocorrências). Fica desde logo patente a diferença na fiabilidade entre linhas e transformadores. O número de saídas de serviço de transformadores devido a defeitos nos próprios transformadores é extremamente reduzido. A figura 2.11 evidencia o número de defeitos em função do número de fases afectadas. Dado que a larga maioria de saídas de serviço se deve a outros componentes, i.e., não se deve a defeitos eléctricos nestes elementos, facilmente se compreende o reduzido número de incidentes nas fases dos equipamentos em questão.

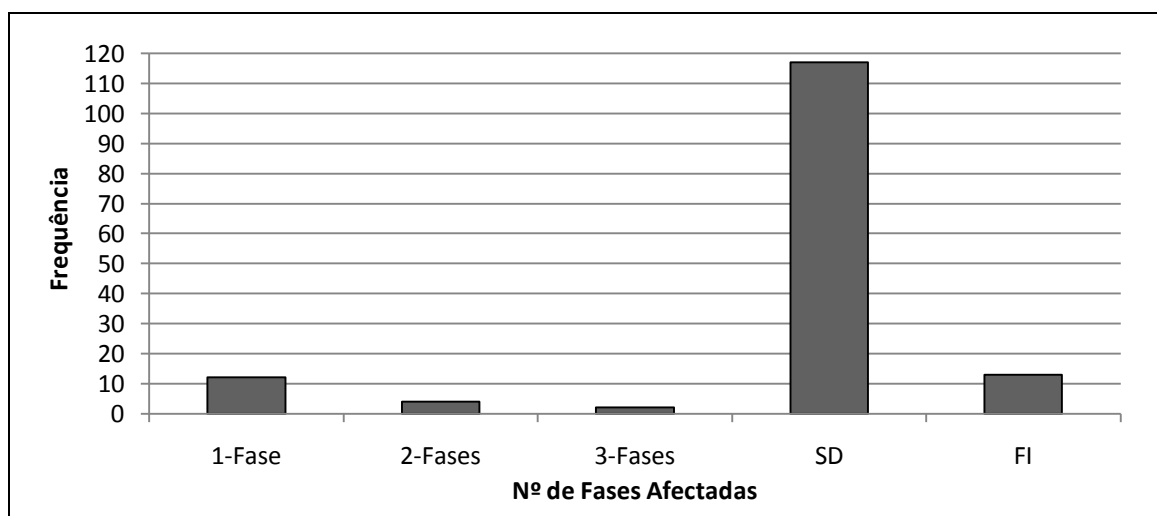


Figura 2.11 - Defeitos em função do número de fases afectadas

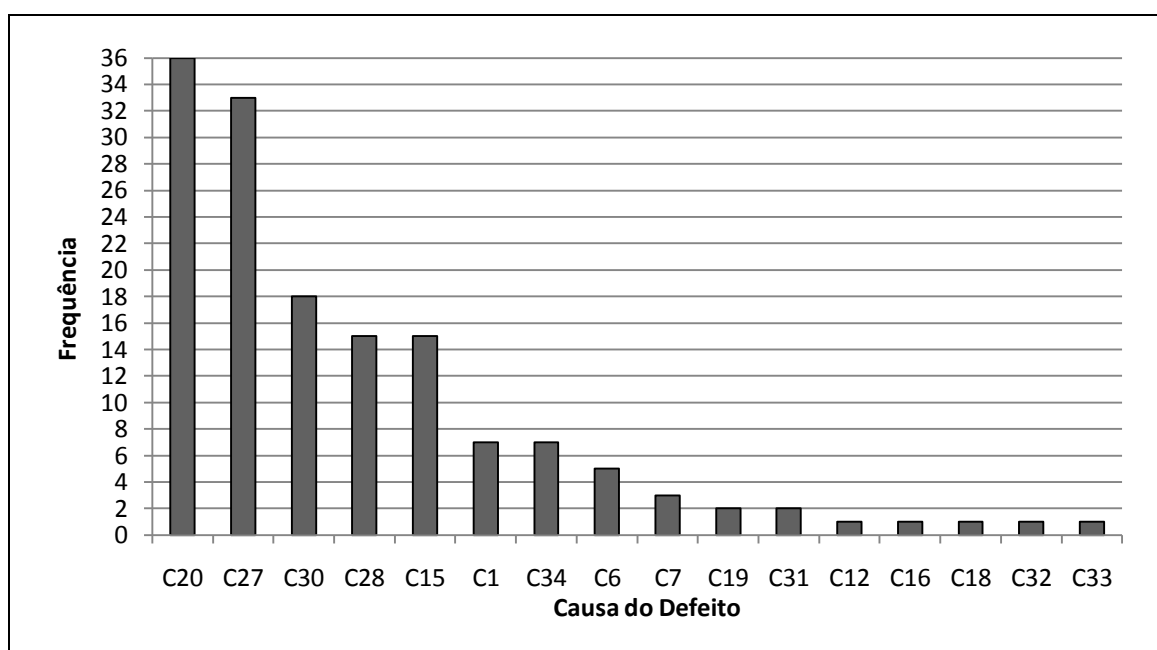


Figura 2.12 - Defeitos agrupados por causa de incidente

A figura 2.12 confirma o que foi dito anteriormente, as causas mais relevantes para incidentes em transformadores são internas à rede, nomeadamente, funcionamento incorrecto de sistemas de protecção, transformador de potência, equipamentos, etc.

## **2.4 - Conclusão**

A ocorrência de defeitos em linhas é muito mais frequente do que em transformadores, ficando tal a dever-se essencialmente a três motivos:

- Na RNT as linhas aéreas são bastante mais numerosas do que os transformadores.
- As linhas apresentam uma grande distribuição geográfica, estando expostas a uma maior variabilidade no que respeita aos tipos de terrenos de implantação e condições atmosféricas.
- As características construtivas das linhas tornam-nas mais susceptíveis às causas mais correntes de defeito, como por exemplo, descargas atmosféricas ou incêndios.



## Capítulo 3

# Métodos e procedimentos Estatísticos

### 3.1 - Introdução

O campo da estatística lida com a recolha, apresentação, análise e uso de dados para tomar decisões, resolver problemas e desenhar produtos e processos. Como muitos aspectos do próximo capítulo envolvem o tratamento de dados, tornam-se necessárias algumas noções de estatística.

O objectivo dos métodos é ajudar-nos a descrever e compreender a variabilidade, i.e., observações sucessivas de um sistema ou fenómeno que não produzem exactamente os mesmos resultados. A estatística dá-nos uma forma não só de descrever a variabilidade mas também de identificar quais as potenciais fontes de variabilidade e, ainda mais importante, quais as que têm maior impacto para o processo ou fenómeno em causa.

As variáveis aleatórias têm um papel importante em quase todos os campos de estudo: física, química, engenharia, biologia, ciências sociais, etc.

Este capítulo tem por base as referencias [3] - [8], [14] e [15].

### 3.2 - Grandezas Estatísticas

Estas grandezas são calculadas com base nos dados, permitindo uma descrição global do conjunto de valores que tais dados tomam.

### 3.2.1 - Estatísticas de localização

#### 3.2.1.1 - Média Aritmética ou Amostral

Para uma amostra constituída por  $N$  dados  $x_n$  ( $n=1, 2, \dots, n$ ) a expressão para a média amostral será a indicada em (3.1),

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x_n, \quad (3.1)$$

#### 3.2.1.2 - Mediana Amostral

Esta medida constitui uma alternativa à média amostral. Considere-se que os dados são colocados por ordem crescente ou decrescente dos seus valores, formando um vector  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$ . A mediana amostral é definida nos seguintes termos:

- 1) Se o número ( $N$ ) de dados que constituem a amostra for ímpar, a mediana toma o valor do dado que, naquele vector, ocupa a posição central:

$$Med = x_{(N+1)/2}, \quad (3.2)$$

- 2) Se o número de dados for par, a mediana toma o valor médio dos dois termos cujas localizações no vector mais se aproxima da posição central:

$$Med = \frac{x_{N/2} + x_{(N/2+1)}}{2}, \quad (3.3)$$

#### 3.2.1.3 - Moda

Trata-se de uma medida que indica o valor ou gama de valores nos quais a concentração dos dados é máxima.

Quando os dados forem considerados realizações de uma variável discreta, a moda é o valor dos dados que ocorrem com maior frequência. Caso existam dois ou mais valores adjacentes para os quais a frequência seja máxima, a moda será a média desses valores.

Quando os dados forem considerados realizações de variáveis contínuas (a ocorrência de dados com um valor idêntico será excepcional, sendo resultado de uma coincidência, associada à incapacidade de medir os dados com suficiente rigor), a moda é definida a partir das células nas quais os dados são agrupados, como o ponto central da célula com maior frequência ou do conjunto das células com maior frequência, se estes forem adjacentes.

### 3.2.2 - Estatísticas de dispersão

#### 3.2.2.1 - Amplitude da amostra

A forma mais elementar de caracterizar a variabilidade dos dados consiste em calcular a amplitude da amostra, definida como a diferença entre o valor mínimo e máximo dos dados. Esta medida tem o inconveniente de poder ser afectada por valores atípicos dos dados extremos.

#### 3.2.2.2 - Amplitude Interquartis

Trata-se de uma grandeza estatística do mesmo tipo da anterior, no entanto elimina o inconveniente desta, i.e., não é afectada por valores extremos. Recorde-se que a mediana separa os dados em dois conjuntos contendo o mesmo número de medidas. Pelo facto de 50% dos dados terem um valor não superior à mediana, esta recebe a designação de percentil 50. Da mesma maneira que se definiu o percentil 50 também se podem definir percentis para outras percentagens. O intervalo interquartis é o intervalo cujos extremos são o primeiro (25%) e o terceiro (75%) quartis, sendo a sua amplitude designada por amplitude interquartis.

#### 3.2.2.3 - Desvio Quadrático Médio Amostral (DQM)

Obtém-se calculando a média dos quadrados dos desvios dos diferentes dados em relação à média amostral, como indicado na equação (3.4),

$$DQM = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (x_n - \bar{x})^2, \quad (3.4)$$

#### 3.2.2.4 - Variância Amostral

O desvio quadrático médio (DQM) é uma medida adequada para descrever a dispersão se uma amostra (ou de uma população, se se dispuser de todos os dados que a compõe). No entanto, se se pretender fazer uma inferência acerca da variabilidade de uma população de grandes dimensões a partir de uma amostra aleatória limitada, é preferível recorrer à variância amostral, definida pela expressão (3.5),

$$S^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{n=1}^N (x_n - \bar{x})^2. \quad (3.5)$$

### 3.3 - Distribuições de probabilidade contínua

#### 3.3.1 - Introdução

As variáveis aleatórias são medidas e analisadas em termos das suas propriedades estatísticas e probabilísticas, nomeadamente através da sua função de distribuição. Embora o número de potenciais modelos de distribuição seja grande, na prática, uma fracção relativamente pequena tornou-se proeminente, quer porque têm características matemáticas desejáveis ou porque se relacionam particularmente bem com a realidade, ou ambas.

Distribuições de Probabilidade para uma variável aleatória resumem ou modelam as probabilidades associadas com os eventos da variável aleatória. Essas distribuições assumem diferentes formas, dependendo se a variável aleatória é discreta ou contínua. Esta secção analisa de forma sucinta as distribuições mais relevantes para variáveis aleatórias contínuas e estatísticas relacionadas com essas distribuições.

#### 3.3.2 - Distribuição Normal

A mais importante distribuição de probabilidade contínua em todo o domínio da estatística é a distribuição normal. O seu gráfico, chamado de curva normal, é a curva com forma de sino que descreve aproximadamente muitos fenómenos que ocorrem na natureza, indústria e investigação. Medições físicas, em áreas como experiências meteorológicas, estudos de pluviosidade e as medições de peças fabricadas são muitas vezes caracterizadas adequadamente com uma distribuição normal. Além disso, erros de medições científicas são frequentemente extremamente bem aproximados por uma distribuição normal.



O domínio da referida distribuição está compreendido no intervalo  $-\infty < x < +\infty$ . A função densidade de probabilidade (fdp) deste tipo de distribuição é a dada pela equação (3.6),

$$f(x) = \frac{\exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right)}{\sigma\sqrt{2\pi}}, \quad (3.6)$$

Como se constata em (3.6) a equação apresenta dois parâmetros característicos, a saber:

- $\mu$  - Valor esperado (pode tomar qualquer valor real)
- $\sigma$  - Desvio padrão (apenas pode tomar valores positivos)

Outra expressão de grande importância na definição de uma distribuição de probabilidade é a da função de distribuição, apresentada em (3.7),

$$F(x) = \Phi\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right), \quad (3.7)$$

onde  $\Phi$  é o integral de Laplace, calculado com recurso à expressão (3.8),

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-t^2/2} dt. \quad (3.8)$$

### 3.3.3 - Distribuições Gamma e Exponencial

#### 3.3.3.1 - Introdução

Embora a distribuição normal possa ser usada para resolver muitos problemas de engenharia e ciência, ainda existem inúmeras situações que exigem diferentes tipos de funções densidade. Duas dessas funções densidade, as distribuições gamma e exponencial são discutidas nesta secção.

A distribuição exponencial pode ser vista como um caso especial da distribuição gamma (se  $\alpha=1$ , distribuição gamma = distribuição exponencial).

As distribuições exponencial e gamma encontram um grande número de aplicações e desempenham um papel importante quer na teoria das filas, quer em problemas de

fiabilidade. O tempo entre as chegadas e o tempo de falha de componentes em sistemas eléctricos são muitas vezes muito bem modelados pela distribuição exponencial. A relação entre as distribuições gamma e exponencial permite à distribuição gamma ser envolvida em tais tipos de problemas.

### 3.3.3.2 - Distribuição Gamma

Esta distribuição tem o seu domínio restrito ao intervalo  $0 \leq x < +\infty$ . A função mais importante para a sua caracterização, a função densidade de probabilidade, é apresentada em (3.9),

$$f(x) = \frac{x^{\alpha-1}}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} e^{-\frac{x}{\beta}}, \quad (3.9)$$

onde,

$\alpha$ - Parâmetro de forma

$\beta$  - Parâmetro de escala

A distribuição Gamma apresenta uma função de distribuição, dada pela equação (3.10),

$$F(x) = \frac{\Gamma_{x/\beta}(\alpha)}{\Gamma(\alpha)}, \quad (3.10)$$

onde  $\Gamma$  é a função Gamma (3.11),

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} t^{\alpha-1} e^{-t} dt \quad (\alpha > 0), \quad (3.11)$$

e  $\Gamma_x$  é a função Gamma incompleta (3.12),

$$\Gamma_x(\alpha) = \int_0^x t^{\alpha-1} e^{-t} dt \quad (\alpha > 0). \quad (3.12)$$

### 3.3.3.3 - Distribuição Exponencial

O domínio desta distribuição enquadra-se em  $0 \leq x < +\infty$ . A sua função densidade de probabilidade é descrita por (3.13),

$$f(x) = \lambda e^{(-\lambda x)}, \quad (3.13)$$

onde o parâmetro da expressão é  $\lambda$  e representa o número de falhas. A outra expressão necessária para descrever a distribuição função de distribuição é dada pela equação (3.14),

$$F(x) = 1 - e^{(-\lambda x)}. \quad (3.14)$$

### 3.3.4 - Distribuição Lognormal

A distribuição lognormal é aplicável a variáveis aleatórias que são limitadas por zero, mas que tenham alguns valores muito elevados (domínio:  $0 \leq x < \infty$ ). A distribuição resultante é assimétrica e positivamente enviesada. A aplicação de uma transformação logarítmica aos dados pode permitir que os dados sejam aproximados pela distribuição normal simétrica, embora a ausência de valores negativos possa limitar a validade deste procedimento.

Tal como nos casos anteriores, apresenta-se em (3.15) a função densidade de probabilidade deste tipo de distribuição,

$$f(x) = \frac{\exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma}\right)^2\right)}{x\sigma\sqrt{2\pi}}, \quad (3.15)$$

Em relação aos parâmetros, sabe-se que a variável aleatória contínua  $X$  é uma distribuição lognormal se a variável aleatória  $Y=\ln(X)$  tem uma distribuição normal com parâmetros  $\mu$  (valor esperado) e  $\sigma$  (desvio padrão).

A função de distribuição deste tipo de distribuição é definida em (3.16),

$$F(x) = \Phi\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma}\right). \quad (3.16)$$

### 3.3.5 - Distribuição de Weibull

A tecnologia moderna permitiu-nos a concepção de sistemas muitos complexos cuja operação, ou talvez a sua segurança, depende da fiabilidade dos diversos componentes que compõem os sistemas. Por exemplo, um fusível pode queimar, uma coluna de aço pode deformar-se ou um dispositivo sensor de calor pode falhar. Componentes idênticos sujeitos a idênticas condições ambientais falharão em instantes de tempo diferentes e imprevisíveis. Foi referido anteriormente o papel que as distribuições Gamma e exponencial desempenham nestes tipos de problemas. Outra distribuição que tem sido amplamente utilizada nos últimos anos para lidar com esses problemas é a distribuição de Weibull, introduzida pelo físico Sueco Waloddi Weibull em 1939.

Esta distribuição, juntamente com algumas das referidas anteriormente (distribuição Gamma e lognormal) apresenta uma propriedade muito importante: a distribuição não tem uma forma característica. De acordo com o valor dos parâmetros pode ser utilizada para representar muitas distribuições distintas, bem como dados experimentais que não podem ser caracterizados por nenhuma outra distribuição [3].

O domínio deste tipo de distribuição está compreendido por  $0 \leq x < +\infty$ . Apresenta a função densidade de probabilidade, dada em (3.17),

$$f(x) = \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha}}, \quad (3.17)$$

onde os parâmetros característicos são:

$\alpha$  - Parâmetro de forma

$\beta$  - Parâmetro de escala

A sua função de distribuição é a indicada em (3.18),

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha}}. \quad (3.18)$$

### 3.3.6 - Distribuição de Fréchet (Distribuição de Valor Extremo, Tipo 2)

Esta distribuição tem o seu domínio definido para o intervalo  $0 < x < +\infty$ , apresentando a função densidade de probabilidade indicada em (3.19) e função de distribuição descrita por (3.20),

$$f(x) = \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{\beta}{x}\right)^{\alpha+1} e^{-\left(\frac{\beta}{x}\right)^{\alpha}}, \quad (3.19)$$

$$F(x) = e^{-\left(\frac{\beta}{x}\right)^{\alpha}}, \quad (3.20)$$

onde

$\alpha$  - Parâmetro de forma

$\beta$  - Parâmetro de escala

sendo o valor de ambos os parâmetros obrigatoriamente maiores que zero.

## 3.4 - Estimação dos Parâmetros

Definidas as distribuições de probabilidade mais relevantes para o presente trabalho, é necessário definir a forma de determinar os parâmetros com base nos dados disponíveis, para posteriormente se poder avaliar se a distribuição se ajusta bem aos dados.

De entre vários métodos, existem quatro mais utilizados para estimação dos referidos parâmetros [4]:

- Método dos momentos
- Método de máxima verosimilhança
- Método de estimação linear com variância mínima
- Método dos mínimos quadrados

O método escolhido para determinar os distintos parâmetros foi o método da máxima verosimilhança. Este procedimento representa uma das abordagens mais importantes para a estimação em todo o campo da inferência estatística. De um ponto de vista estatístico, o método da máxima verosimilhança é, salvo algumas exceções, considerado a técnica mais robusta de estimação de parâmetros.

A ideia básica por trás do método da máxima verosimilhança é a obtenção dos valores mais prováveis dos parâmetros para uma dada distribuição, que melhor descreverão os dados. Este método tem propriedades para amostras de grandes dimensões que tornam o seu uso muito atractivo:

- Em geral, são consistentes
- Embora nem sempre sejam não-enviesados e eficientes, tendem a possuir estas propriedades à medida que as dimensões das amostras crescem.
- Frequentemente, as suas distribuições são assintoticamente normais.

O tamanho das amostras necessário para obter estas propriedades depende da aplicação concreta mas situa-se em valores entre 50 a 100 observações. Este método apresenta ampla aplicabilidade e simplicidade de uso. Existem apenas duas desvantagens no uso deste processo:

- Para amostras reduzidas, os resultados obtidos podem ser altamente enviesados e não se verificam as propriedades acima mencionadas.
- O cálculo dos estimadores através deste método muitas vezes implica a resolução de equações não lineares complexas. Esta desvantagem tem no entanto, perdido alguma da sua importância devido ao aparecimento de software estatístico capaz de determinar resultados automaticamente.

Neste trabalho, pelo motivo indicado no ponto anterior, a determinação dos estimadores dos parâmetros das distintas distribuições foi feito com recurso ao software EasyFit [12] que utiliza o método da máxima verosimilhança para determinar os parâmetros.

### 3.5 - Observações Anómalas/Aberrantes

Até este ponto muito pouca atenção tem sido dada ao conceito de *outliers* ou observações aberrantes. A maioria dos investigadores são profundamente sensíveis à existência de observações periféricas, dados defeituosos ou "maus dados". Nas estatísticas, um *outlier* é uma observação que é numericamente distante do resto dos dados.

Na maior parte de recolha de grandes quantidades de dados, algumas das observações estarão mais longe da media amostral do que pode ser considerado razoável. Este facto pode dever-se a erros na recolha dos dados ou a falhas na teoria subjacente, ou pode ser que algumas observações aconteçam de estarem a uma grande distância do centro dos dados. Assim, os *outliers* podem indiciar a existência de erros nos dados, procedimentos inapropriados ou áreas onde uma determinada teoria não deve ser aplicada. No entanto, é de esperar um pequeno número de *outlier* não resultantes de condições anómalas em grandes amostras. Não existe uma definição matemática rígida do que constitui um *outlier*.

Determinar se uma observação é ou não um *outlier* é em última análise, um exercício subjectivo.

Alguns métodos usualmente utilizados na identificação de *outliers* assumem que os dados provêm de uma distribuição normal e estas observações são vistas como improváveis com base no valor esperado e no desvio padrão [7]:

- Critério de Chauvenet's
- Teste de Grubbs' para outliers
- Critério de Peirce's

Outros métodos marcam observações anômalas/aberrantes baseados em medidas como o intervalo interquartis. Se  $Q_1$  e  $Q_3$  são respectivamente os quartis inferior e superior pode definir-se um *outlier* como uma observação fora do intervalo:

$$[Q_1 - k (Q_3 - Q_1) , Q_3 + k (Q_3 - Q_1) ], \quad (3.21)$$

para uma constante  $k$ .

Uma definição conveniente e vulgar de *outlier* é um ponto localizado a uma distância superior a 1.5 vezes o intervalo interquartis acima do terceiro quartil ou abaixo do primeiro quartil [5].

### 3.6 - Testes de Qualidade de Ajuste

A qualidade de ajuste de um modelo estatístico descreve o quão bem se ajusta a um conjunto de observações. A medida da qualidade de ajuste tipicamente sumariza a discrepância entre os valores observados e os valores esperados para o modelo em questão.

Presentemente os testes mais importantes são [6]:

- Teste de Qui-Quadrado
- Teste Anderson-Darling
- Teste de Kolmogorov-Smirnov

#### 3.6.1 Teste de Qui-Quadrado

O teste Qui-quadrado é definido para a hipótese:

$H_0$ : Os dados seguem a distribuição especificada;

$H_1$ : Os dados não seguem a distribuição especificada.

Para o teste de qualidade de ajuste os dados são divididos em classes e a estatística de teste é calculada com base na equação (3.22),

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i}, \quad (3.22)$$

onde  $O_i$  é a frequência observada para a classe  $i$  e  $E_i$  é a frequência esperada para a classe  $i$ . A frequência esperada é calculada utilizando a expressão (3.23),

$$E_i = N(F(Y_u) - F(Y_l)), \quad (3.23)$$

onde  $F$  é função acumulada da distribuição a ser testada,  $Y_u$  é o limite superior da classe  $i$  e  $Y_l$  é o limite inferior da classe  $i$ , sendo  $N$  a dimensão da amostra.

A distribuição Qui-quadrado é uma distribuição contínua cuja forma varia com os graus de liberdade. O número de graus de liberdade é o indicado pela equação (3.24),

$$GL = (K - 1) - R, \quad (3.24)$$

onde  $K$  corresponde ao número de classes e  $R$  representa o número de parâmetros da distribuição de probabilidade estimados a partir dos dados.

A estatística de teste resultante de (3.23) é então comparada com valores tabelados da distribuição Qui-Quadrado com o número de graus de liberdade apropriados. A hipótese nula não será rejeitada se o valor calculado for inferior ao valor tabelado, considerando-se assim o uso da distribuição em teste, apropriado para descrever os dados.

É de referir que uma possível dificuldade presente neste teste é a sua inaplicabilidade quando a frequência das classes  $i$  é inferior a 5, o que pode ser ultrapassado através da fusão de classes adjacentes de forma a obter valores adequados.

### 3.6.2 - Teste Anderson-Darling

O teste Anderson-Darling é definido para a hipótese:

$H_0$ : Os dados seguem a distribuição especificada;

$H_1$ : Os dados não seguem a distribuição especificada.



A estatística de teste do teste Anderson-Darling é definida por (3.25),

$$A^2 = -N - S, \quad (3.25)$$

onde

$$S = \sum_{i=1}^N \frac{(2i-1)}{N} [\ln F(Y_i) + \ln(1 - F(Y_{N+1-i}))], \quad (3.26)$$

$F$  é função acumulada da distribuição especificada. Note-se que os  $y_i$  correspondem aos dados ordenados.

Os valores críticos para o teste de Anderson-Darling dependem da distribuição específica que está a ser testada. Valores tabelados e fórmulas têm sido publicados para algumas distribuições específicas [17] - [22].

O ensaio é um teste unilateral e a hipótese de que a distribuição é de uma forma específica é rejeitada se a estatística de teste,  $A$ , é superior ao valor crítico. Este teste é muito utilizado para a verificação da normalidade de um determinado conjunto de dados.

### 3.6.3 - Teste Kolmogorov-Smirnov

O teste de Kolmogorov-Smirnov é definido para a hipótese:

$H_0$ : Os dados seguem a distribuição especificada;

$H_1$ : Os dados não seguem a distribuição especificada.

A estatística de teste do teste K-S é definida como indicado em (3.27),

$$D = \sup |S(x) - F_0(x)|, \quad (3.27)$$

onde  $F_0(x)$  é a distribuição cumulativa teórica da distribuição a ser testada e  $S(x)$  é a distribuição cumulativa dos dados.  $F_0(x)$  deve ser uma distribuição contínua (ou seja, não distribuições discretas, como a binomial ou Poisson) e deve estar plenamente especificada (os parâmetros de localização, dimensão e forma não devem ser estimados a partir dos dados).

Para um número de observações superior a 100, o valor crítico deste teste pode ser determinado através de (3.28) [14], [15],

$$D_t = \sqrt{\frac{-\ln\left(\frac{\alpha}{2}\right)}{2n}}, \quad (3.28)$$

Para que o ajuste seja considerado válido é suficiente que o valor da estatística de teste resultante da equação (3.27) seja inferior ao resultado da expressão (3.28) para um nível de significância  $\alpha$ .

### 3.6.4 - Escolha do Teste de Ajuste de Distribuições

No início do estudo, a escolha recaiu sobre o teste de Qui-Quadrado, no entanto, durante a fase de realização dos ajustes de distribuições chegou-se à conclusão que os resultados obtidos por este método eram pouco satisfatórios, i.e., nem sempre foi possível o ajuste das distribuições e mesmo quando tal se mostrou exequível o nível de significância utilizado era sempre inferior a 0.05. O teste de Anderson-Darling não foi escolhido pois os valores críticos necessários para validar a estatística de teste não estão tabelados para a grande maioria das distribuições e as referências à sua determinação são escassas. Assim, optou-se pela utilização do teste de Kolmogorov-Smirnov. Neste ponto deve notar-se que apesar de idealmente este teste apenas se dever aplicar a distribuições cujos parâmetros são conhecidos, i.e., não são estimados a partir dos dados, a única consequência da sua aplicação no teste de ajuste de distribuições com parâmetros obtidos a partir dos dados é um nível de significância inferior àquele que é realmente usado para o teste [4]. A fim de ultrapassar esta desvantagem, em vez de se utilizarem valores críticos típicos (para nível de significância de 0.05 e 0.1), usando a equação 3.28 determinou-se o valor crítico para um nível de significância de 0.5, obtendo-se assim um ajuste da distribuição capaz de tolerar uma redução no seu nível de significância e, ainda assim, obtendo valores adequados. O teste de Kolmogorov-Smirnov será aplicado a todas as distribuições de probabilidade indicadas anteriormente, sendo apresentados os resultados apenas para a distribuição que proporciona o menor valor da estatística de teste, i.e., a distribuição que permite o melhor ajuste aos dados empíricos.

### 3.7 - Análise de variância

A partir da análise da dispersão total presente num conjunto de dados, a análise de variância (também designada por ANOVA) permite identificar os factores que deram origem a essa dispersão e avaliar a contribuição de cada um deles. A análise de variância tem a sua aplicabilidade restringida, pelo menos em teoria, a casos que satisfaçam as seguintes condições [4]:

- Normalidade da distribuição
- Homogeneidade da sua variância
- Independência mútua

### 3.8 - Teste de Kruskal-Wallis

A maior parte dos métodos e procedimentos ligados a testes de hipóteses e intervalos de confiança baseiam-se na assumção que os dados são retirados de uma população normal. Como será visto no próximo capítulo, as variáveis em estudo neste trabalho não estão nessa situação, sendo forçada a utilização de métodos não paramétricos, uma vez que estes não assumem que os dados são de uma determinada distribuição, apenas assumem que se trata de uma distribuição continua. Para todos os efeitos este teste é semelhante ao teste ANOVA excepto pelo facto de não assumir uma distribuição normal dos dados.

Para a realização do teste em causa é necessário ordenar as  $N$  observações, da mais baixa para a mais elevada. No caso de duas ou mais observações serem iguais, atribui-se-lhes um número de ordem correspondente à média aritmética dos números de ordem que tais observações receberiam se não fossem iguais.

Formalmente, a hipótese nula deste teste é a de que as distribuições dos dados contidos nos diferentes grupos são idênticas. O teste não é particularmente afectado por diferenças na variabilidade de grupo para grupo pelo que, na prática, a hipótese nula se converte efectivamente na igualdade dos valores esperados das distribuições. Nestas condições, temos:

$H_0$ : As distribuições dos diferentes grupos são idênticas (i.e., as populações dos diferentes grupos têm valores esperados idênticos);

$H_1$ : As distribuições dos grupos diferem.

A condição a verificar será:

$$H_0 \text{ verdadeira} \Rightarrow H \sim \chi^2_{I-1}$$

As expressões de cálculo são as indicadas em (3.29) e (3.30),

$$H = \frac{1}{S^2} \left[ \sum_{i=1}^a \frac{R_{i.}^2}{n_i} - \frac{N(N+1)^2}{4} \right], \quad (3.29)$$

onde

$$S^2 = \frac{1}{N-1} \left[ \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^{n_i} R_{ij}^2 - \frac{N(N+1)^2}{4} \right], \quad (3.30)$$

e

$$N = \sum_{i=1}^a n_i \quad (3.31)$$

com

$R_{ij}$  — número de ordem da observação  $Y_{ij}$

$n_i$  — número de observações do grupo  $i$

$R_{i.}$  — soma dos números de ordem do grupo  $i$

$N$  — número total de observações

Note-se que existem outras formas para a estatística de teste, no entanto, esta é a mais adequada quando se verifica a ocorrência de valores repetidos nas observações.

### 3.9 - Coeficiente de determinação ( $R^2$ )

Em estatística, o coeficiente de determinação,  $R^2$  é usado no contexto de modelos estatísticos cujo principal objectivo é a previsão de futuros resultados, com base em outras informações relacionadas. É a proporção da variabilidade de um conjunto de dados que é contabilizada pelo modelo estatístico. Fornece uma medida de quão bem os resultados futuros poderão vir a ser previstos pelo modelo [5].

### 3.10 - Valor-p

Uma forma de apresentar os resultados de um teste de hipóteses é através da indicação da rejeição, ou não, da hipótese nula especificada para um nível de significância  $\alpha$ . Porém, muitas vezes, este tipo de declarações são inadequadas pois não dão ao decisor ideia se o valor da estatística de teste estava levemente na região de rejeição ou se estava profundamente nessa região. A utilização do valor-p para tentar ultrapassar esta e outras dificuldades está largamente difundida e representa a probabilidade da estatística de teste tomar um valor que é no mínimo tão extremo como o valor observado para a estatística quando a hipótese nula  $H_0$  é verdadeira. Assim, o valor-p dá muita informação acerca do peso da prova contra  $H_0$  e assim, um decisor pode retirar conclusões a qualquer nível de confiança especificado [5].

Formalmente, define-se o valor-p como o mais pequeno nível de significância que levaria à rejeição da hipótese nula  $H_0$  para os dados em questão.

Em geral, rejeita-se a hipótese nula se o valor-p for inferior ou igual ao nível de significância, que tipicamente será 0.05 ou 0.1.

### 3.11 - Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as principais ferramentas estatísticas a serem aplicadas à análise dos dados. Duas vertentes distintas foram focadas:

- Grandezas com vista à avaliação de estatísticas descritivas para os dados (média, mediana, etc.)
- Distribuições de probabilidade (e respectiva caracterização matemática) mais frequentemente utilizadas em problemas da natureza deste.



## Capítulo 4

# Análise Estatística dos Dados

### 4.1- Introdução

Neste capítulo é feita uma análise estatística dos tempos de reposição dos elementos da rede na sequência de incidente, tempos de eliminação de defeito bem como o estudo da correlação da ocorrência de incidentes com a temperatura ambiente máxima registada, e com a indisponibilidade forçada de equipamentos na sequência de incidentes. A análise, condicionada pelos procedimentos de reposição em serviço distintos para os diferentes equipamentos da rede dividir-se-á em duas vertentes: análise de linhas aéreas e análise de transformadores e barramentos.

Exceptuando o tratamento dos tempos de reposição, apenas serão consideradas as observações correspondentes a elementos classificados como sendo elementos “origem”, nos tratamentos estatísticos.

É avaliada a influência de diferentes factores para a duração de interrupção e identificados os factores que mais impacto têm.

A saída de serviço não planeada de elementos da rede de transmissão afecta, de forma significativa, a performance dos sistemas de energia industriais e comerciais e processos que estes controlam. A análise estatística de incidentes, particularmente dos tempos de reposição providencia respostas para questão importantes, nomeadamente:

- Qual a duração de interrupção dos equipamentos da rede de transmissão?
- Como pode a *performance* da rede de transporte ser melhorada?

Os resultados estatísticos são explicados/avaliados com base no conhecimento do funcionamento da rede de transporte e estes valores fornecerão informação quantitativa

relativamente ao comportamento da RNT. Esta informação quantitativa é muito útil para a melhoria das operações de manutenção, construção, projecto, definição de prioridades e alocação de recursos.

## 4.2 - Análise estatística do tempo de reposição de elementos da RNT na sequência de incidente

### 4.2.1 - Análise Estatística

A análise dos dados é, na sua maioria, feita com recurso a gráficos. A avaliação do impacto dos diferentes factores em análise é feita com recurso ao método de Kruskal-Wallis, uma vez que os tempos de reposição não seguem uma distribuição normal como se pode ver na figura 4.1. A importância de cada factor é avaliada com base no parâmetro  $R^2$ . Quanto mais elevado o seu valor (entre 0 e 1) mais influência terá um determinado factor.

Os *softwares* utilizados na análise foram o Microsoft Excel, Minitab 15 [13] e, como foi anteriormente indicado, o EasyFit [12] para determinação dos parâmetros pelo método da máxima verosimilhança.

Quanto à existência de *outliers*, constata-se que estão presentes em número significativo (usando o critério do intervalo interquartis, equação (3.34), para  $k=1,5$ ). No entanto, dada a essência do registo, existem poucas dúvidas de que estes valores não se devem a erros ou utilização de métodos inapropriados, não sendo portanto legítimo excluí-los, pelo menos de um ponto de vista estatístico/matemático. Se analisarmos a natureza do fenómeno em causa (reposição de elementos da rede na sequência de incidentes) facilmente constatamos que tempos de reposição muito elevados não devem ser considerados visto que a necessidade de cumprimento do critério de segurança “N-1” teria levado à tomada das medidas necessárias para restabelecer um nível adequado de segurança. O critério “N-1” implica que em qualquer condição de exploração do SEE, a perda de um qualquer elemento (linha, transformador, gerador, etc.) não conduzirá a restrições operacionais em zonas adjuntas (como resultado de serem atingidos valores limite para correntes e tensões) e pela mesma razão não causará a interrupções de fornecimento. Nesta condições, apesar de não ser necessária a interrupção de consumos, a estrutura do sistema terá de ser alterada por forma a que se cumpra novamente o critério, no menor tempo possível. Enquanto não se regressa a esta situação, a perda de elementos adicionais pode de facto colocar em perigo a continuidade de operação.

Tendo por base o que foi dito no parágrafo anterior optou-se por não considerar tempos de reposição superiores a 60 minutos, o que resulta na manutenção de 88% dos registos de incidentes (e exclusão dos 12% valores mais elevados) entre Janeiro de 2001 e Abril de 2009. Uma alternativa à exclusão destes valores poderia ter sido considerar os valores maiores que o limite temporal estabelecido, como sendo iguais ao valor máximo desse limite,



i.e., todos os valores eliminados seriam considerados como sendo iguais a 60 minutos. Esta acção teria como efeito um aumento da classe mais à direita do histograma.

#### 4.2.2 - Tempo de Reposição de Linhas na RNT

Antes da apresentação do histograma, põe-se a questão de saber em quantas classes/intervalos serão agrupados os dados, para este fim. Em estatística, utilizam-se regularmente duas regras, estando indicadas em (4.1) e (4.2) [4]:

Regra de Sturgis

$$N^{\circ} \text{ de Classes} = 1 + 3.322 \log_{10} N \quad (4.1)$$

Regra de Rice

$$N^{\circ} \text{ de Classes} = 2\sqrt[3]{N} \quad (4.2)$$

onde N corresponde ao número total de observações/dados. Neste caso em concreto este valor é de 2261.

A resolução da equação (4.1) resulta numa recomendação da divisão dos dados em 12 classes enquanto (4.2) aponta para uma divisão em 26 intervalos. Em vez de optar directamente por um destes valores assumiu-se um compromisso, utilizando para o número de classes o valor da média dos valores anteriormente referidos. Assim, o histograma foi elaborado, considerando um número de classes igual a 19, tendo em conta que se pretende utilizar igual amplitude em todas as classes e que os valores variam entre 0 e 60 minutos. Optou-se então por classes com uma amplitude de aproximadamente 3 minutos.

Este método para obter o histograma, embora válido, não tem em conta a especificidade dos dados em análise, sendo por isso adequada uma representação alternativa com base em classes mais relacionados com as práticas adoptadas pela REN. Esta escolha está reflectida na figura 4.2.

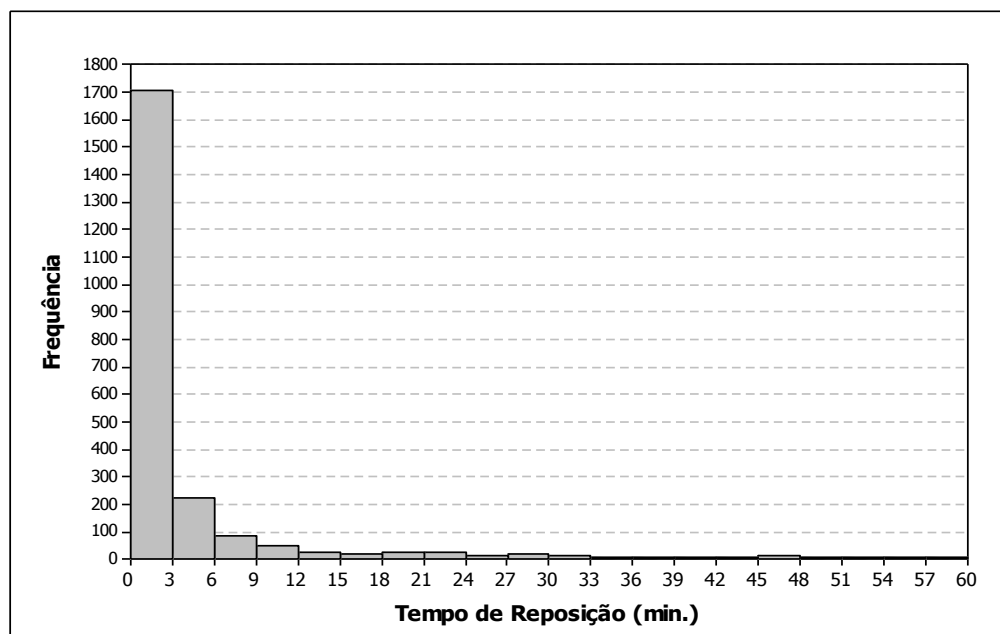


Figura 4.1 - Histograma do tempo de reposição de linhas aéreas na RNT

Na figura 4.2 é apresentado um histograma alternativo, cujos intervalos permitem avaliar algumas estatísticas tipicamente apresentadas pela REN, nomeadamente, número de interrupções longas ( $>3$  minutos), número de interrupções permanentes ( $\geq 60$  segundos) e número de interrupções fugitivas ( $<60$  segundos). É ainda indicado o limite de 15 minutos correspondente ao tempo máximo para actuação de regulação secundária de frequência.

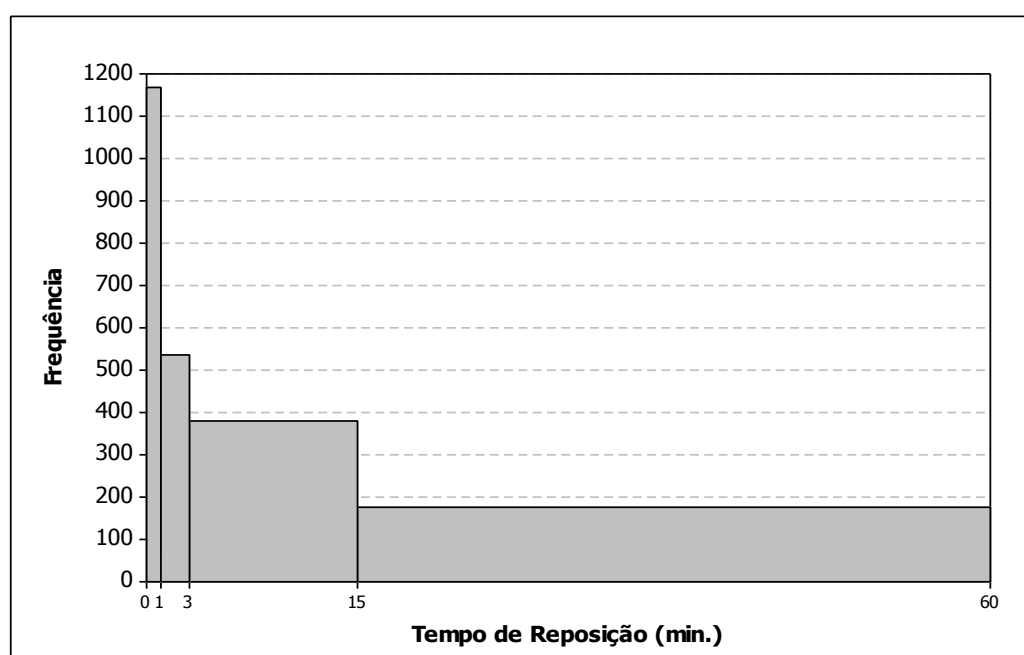


Figura 4.2 - Histograma alternativo do Tempo de reposição de linhas aéreas na RNT

Pode constatar-se, desde logo, o que anteriormente foi referido, no que concerne ao facto dos tempos de reposição não seguirem uma distribuição normal. Verifica-se que a grande maioria dos componentes é reposta num tempo inferior a 1 minuto.

Na realidade, a frequência de ocorrências mais elevada corresponde a um tempo de reposição nulo. Este tempo não é de facto nulo, no entanto é inferior a 1 segundo, correspondendo ao tempo de actuação da religação automática.

Na tabela 4.1 são apresentados algumas estatísticas descritivas dos dados apresentados. O valor de 431.39 obtido como resultado do teste de Anderson-Darling para verificação da normalidade, não deixa qualquer dúvida de que não estamos em presença de dados normalmente distribuídos.

**Tabela 4.1** - Estatísticas descritivas para o tempo de reposição de elementos da rede (em minutos)

Teste de Normalidade Anderson-Darling	
A <sup>2</sup>	431,39
Valor-P <	0,005
Média	3,9326
Desvio Padrão	9,0740
Variância	82,3373
Skewness	3,5991
Kurtosis	13,8212
N.º de Observações	2261
Mínimo	0,0000
Primeiro Quartil	0,0000
Mediana	0,7667
Terceiro Quartil	2,9333
Máximo	59,9167
Intervalo de confiança a 95% para a Média	
3,5584	4,3069
Intervalo de confiança a 95% para a Mediana	
0,0167	1,0265
Intervalo de confiança a 95% para o Desvio Padrão	
8,8170	9,3465

#### 4.2.3 - Ajuste de Distribuição

Como foi indicado no Capítulo 3, foi testada a qualidade do ajuste de várias distribuições de probabilidade recorrendo ao teste Kolmogorov-Smirnov, de forma a escolher a que melhor descreve o comportamento do sistema. Embora existam várias dezenas de distribuições de probabilidade disponíveis, com base no histograma, restringiu-se um pouco essa gama, bem como pelo facto de problemas como este, associados à fiabilidade de sistemas, normalmente serem descritos por um determinado conjunto de distribuições. Caso nenhuma das

distribuições mais usuais resulte em valores da estatística de teste adequados, então serão utilizadas distribuições de probabilidade apropriadas para a descrição destes dados em concreto, ainda que estas possam não ser de uso generalizado na área de trabalho em questão (fiabilidade).

As distribuições testada foram as expostas no Capítulo 3, tendo os parâmetros sido determinados com base no método da máxima verosimilhança.

O ajuste de distribuição foi realizado para o histograma representado na figura 4.1 e foi feito para um nível de significância de 0.5, sendo o valor crítico para este teste determinado com recurso à equação (3.28). Para o caso de 2261 observações, o valor crítico resultante é 0,0175.

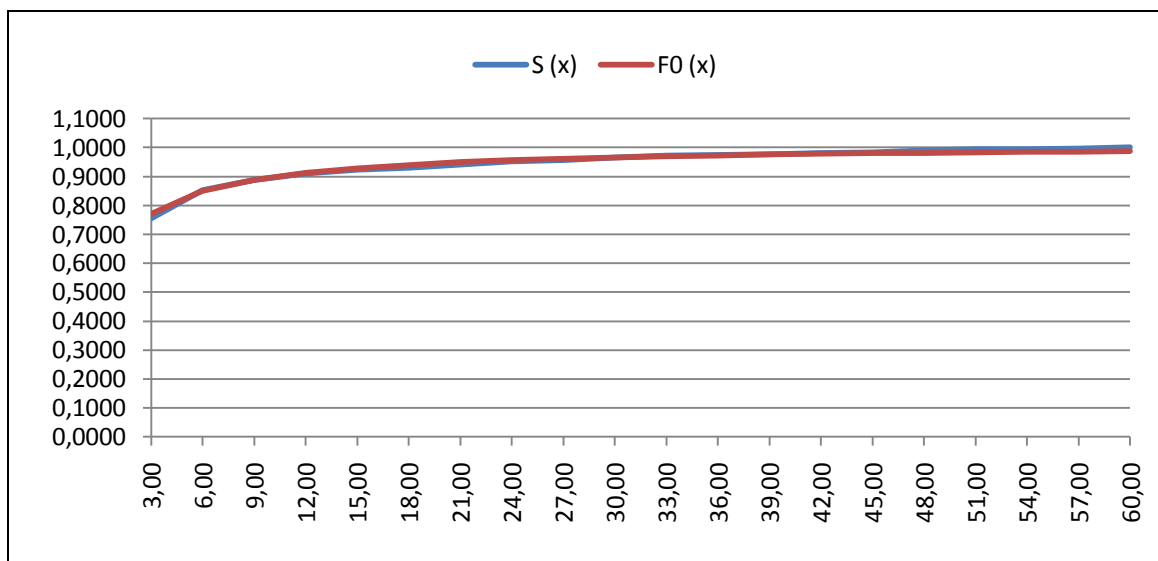
Na tabela 4.2 estão apresentados os resultados do ajuste da distribuição. Neste caso particular, aquela que melhor ajuste providenciou foi a distribuição de Weibull. Assinalado a vermelho/*negrito* encontra-se o valor máximo da diferença entre as frequências relativas acumuladas dos dados e da distribuição escolhida, podendo constatar-se que é de facto inferior ao valor crítico previamente indicado (0,0175). Os parâmetros estimados utilizados foram  $\alpha=0.36$  e  $\beta=1.02$ .

**Tabela 4.2** - Resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov

				Frequência Relativa Acumulada		
Intervalo (min.)		Frequência	Freq. Relativa	S (x)	F <sub>0</sub> (x)	S(x) - F <sub>0</sub> (x)
0,00	3,00	1706	0,7545	0,7545	0,7711	0,0166
3,00	6,00	220	0,0973	0,8518	0,8493	0,0025
6,00	9,00	83	0,0367	0,8885	0,8881	0,0005
9,00	12,00	51	0,0226	0,9111	0,9119	0,0008
12,00	15,00	26	0,0115	0,9226	0,9281	0,0055
15,00	18,00	19	0,0084	0,9310	0,9398	0,0088
18,00	21,00	24	0,0106	0,9416	0,9487	0,0071
21,00	24,00	22	0,0097	0,9513	0,9557	0,0044
24,00	27,00	13	0,0057	0,9571	0,9613	0,0042
27,00	30,00	19	0,0084	0,9655	0,9659	0,0004
30,00	33,00	13	0,0057	0,9713	0,9697	0,0016
33,00	36,00	6	0,0027	0,9739	0,9729	0,0010
36,00	39,00	8	0,0035	0,9774	0,9756	0,0019
39,00	42,00	8	0,0035	0,9810	0,9779	0,0031
42,00	45,00	6	0,0027	0,9836	0,9799	0,0037
45,00	48,00	15	0,0066	0,9903	0,9817	0,0086
48,00	51,00	7	0,0031	0,9934	0,9832	0,0101
51,00	54,00	4	0,0018	0,9951	0,9846	0,0105
54,00	57,00	4	0,0018	0,9969	0,9858	0,0111
57,00	60,00	7	0,0031	1,0000	0,9869	0,0131
Total		2261	1,0000			

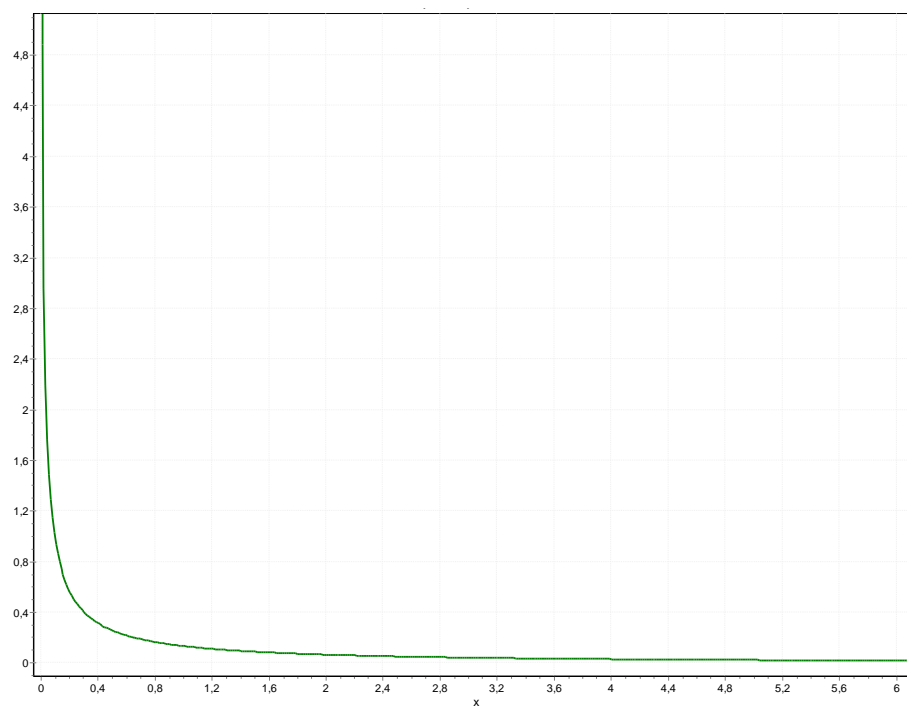
A partir dos resultados da tabela 4.2 conclui-se que para um nível de significância inferior a 0.5, esta distribuição proporciona um ajuste adequado dos dados. Na figura 4.3 podemos

visualizar a diferença entre as frequências relativas acumuladas (correspondentes à quinta e sexta colunas da tabela 4.2).



**Figura 4.3** - Diferença entre  $S(x)$  e  $F_0(x)$  para tempo de reposição (linhas aéreas)

Na figura 4.4 é possível observar a representação da distribuição de probabilidade de Weibull com os parâmetros previamente indicados.



**Figura 4.4** - Distribuição de Weibull ( $\alpha=0.36$ ;  $\beta=1.02$ )

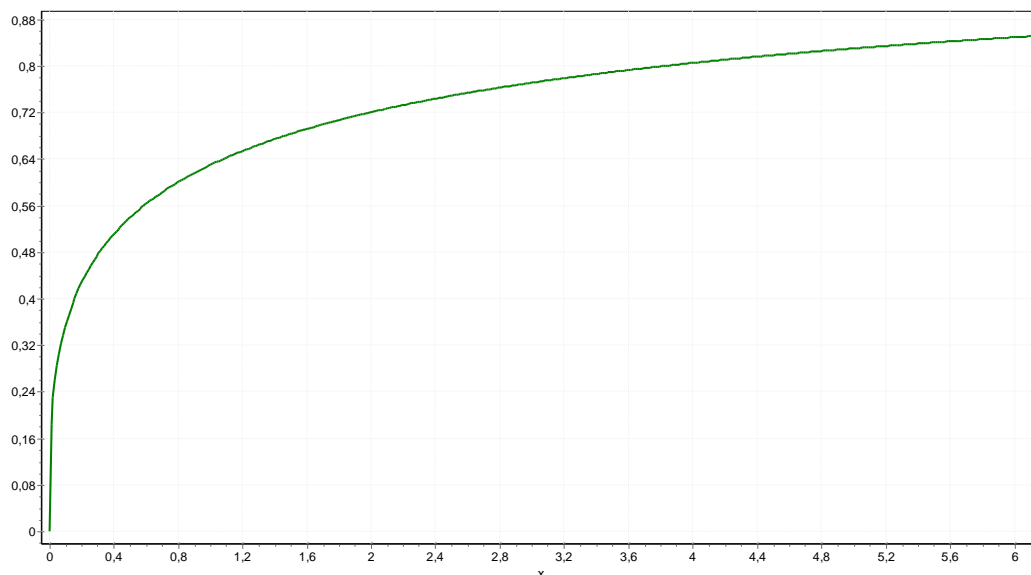
A expressão que descreve o gráfico da figura 4.4 é explicitada pela equação (4.3),

$$f(x) = \frac{0.36}{1.02} \left( \frac{x}{1.02} \right)^{-0.64} e^{\left( -\left( \frac{x}{1.02} \right)^{0.36} \right)} \quad (4.3)$$

A equação (4.4) descreve a função de distribuição correspondente,

$$F(x) = 1 - e^{\left( -\left( \frac{x}{1.02} \right)^{0.36} \right)}. \quad (4.4)$$

O gráfico correspondente à equação (4.4) pode ser visualizado na figura 4.5.



**Figura 4.5** - Função de Distribuição Acumulada de Weibull ( $\alpha=0.36$ ;  $B=1.02$ )

#### 4.2.4 - Impacto dos distintos factores para o tempo de reposição

Nesta secção são analisados diferentes factores que contribuem para a variação do tempo de reposição com base no método de Kruskal-Wallis (basicamente trata-se do método ANOVA sem que seja necessária a assumpção de normalidade dos dados) e é apresentada uma justificação dos resultados para que seja possível localizar formas de reduzir os tempos de

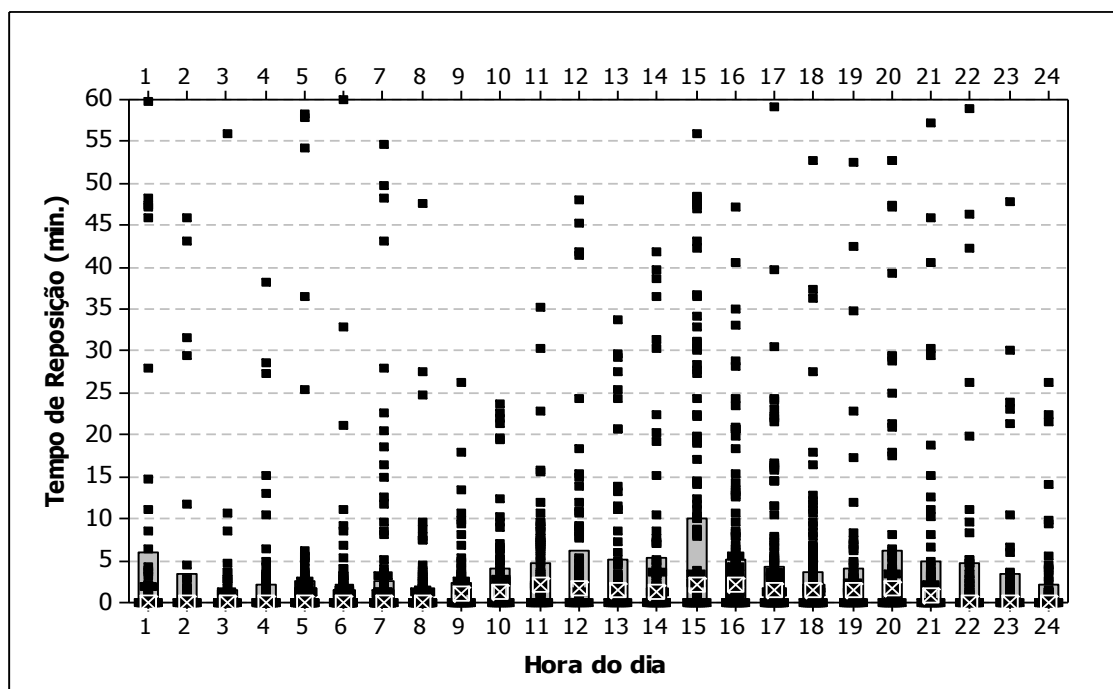
reposição. Note-se que para aproximadamente 48% dos incidentes o tempo de reposição dos elementos é assumido, para todos os efeitos, como sendo instantâneo.

Nos gráfico incluídos nesta secção a contagem de ocorrências para um determinado tempo de reposição é dada pela densidade de pontos (■) enquanto que a altura da barra cinzenta representa o valor médio do tempo de reposição para a categoria em causa e o símbolo (⊠) representa a mediana.

#### 4.2.4.1 Análise dos Factores Temporais

##### a) Hora do dia

O primeiro factor cuja influência no tempo de reposição se pretende avaliar é a hora do dia em que o defeito ocorre. Para este estudo o dia foi dividido em 24 períodos de uma hora e analisado o tempo de reposição para cada um dos períodos.



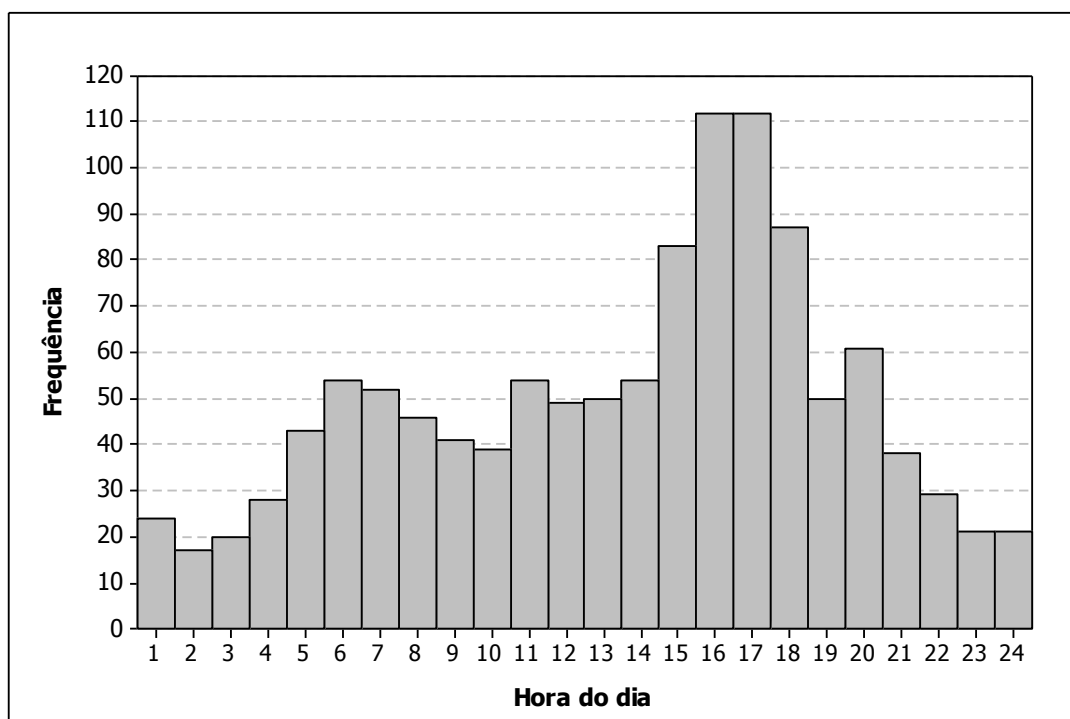
Legenda: 1- (00H00 - 01h00) 2 - (01h00 - 02h00) ... 24 - (23h00 - 00h00)

**Figura 4.6** - Tempo de reposição em função da hora de ocorrência do defeito

Com base nestes resultados constata-se que das 21h00 até 02h00 da madrugada os tempos de reposição são substancialmente superiores aos restantes períodos. Este facto deduz-se da

observação da diminuição da mediana apesar de se manter relativamente estável o valor médio do tempo de reposição. Este facto deve-se a uma menor disponibilidade de mão-de-obra para a reparação/correção das consequências dos incidentes. É também necessário ter em consideração que, neste período, o número de incidentes (de duração não nula, pois os de duração nula não têm influencia no tempo de reposição) está num nível mais reduzido, comparativamente aos restantes períodos, como se observa na figura 4.7. Esta situação implica que o tempo médio de reposição superior visualizado na figura 4.6 resulta efectivamente de tempos de reposição superiores e não de um incremento no número de incidentes.

Outro pormenor, prende-se com o aumento do tempo médio de reposição no intervalo 15 (entre as 14h00 e as 15h00). Uma análise dos incidentes para este período temporal permitiu concluir que em relação aos períodos anterior e posterior, este apresenta um número de incidentes com causa C33 bastante superior (3 vezes superior ao intervalo 14 e 2 vezes superior ao intervalo 16), sendo os acidentes originados por esta causa, aqueles cujo tempo médio de reposição mais aumentou face aos outros períodos referidos. Note-se que o período entre as 15h00 e as 16h00 apresenta um número de defeitos total superior. Conclui-se assim que a única justificação para o tempo médio do intervalo 15 ser superior, deve-se a ao incremento de defeitos com causa C33.



**Figura 4.7** - Frequência de incidentes por período de 1 hora (excluindo incidentes de duração nula)



## b) - Dia da semana

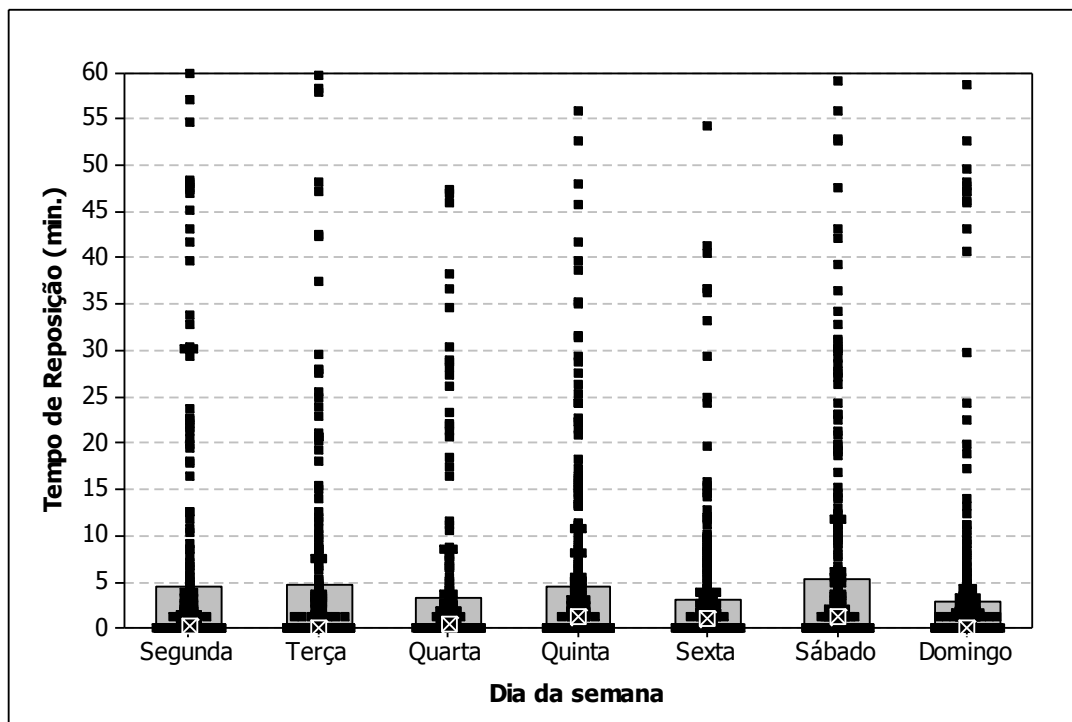


Figura 4.8 - Tempo de reposição em função do dia da semana de ocorrência do defeito

Analisando a figura 4.8 constata-se que sábado é o dia da semana com tempo médio de reposição mais elevado. Contrariamente ao que seria expectável, o tempo médio de reposição ao domingo é relativamente reduzido, principalmente se se tiver em conta que é nesse dia da semana que se verificou uma frequência de incidentes de duração não nula ligeiramente superior aos ocorridos no sábado, como mostra a figura 4.9. Por outro lado, quinta-feira e sexta-feira, apesar de apresentarem o maior número de incidentes de duração não nula, apresentam tempos médio de reposição similares aos de outros dias com menor número de ocorrências. Pode concluir-se que a diferença verificada entre tempos médios de reposição nos diferentes dias da semana não será tanto fruto da disponibilidade ou número de equipas/trabalhadores em serviço, mas mais consequência da importância do defeito, i.e., defeitos mais graves, que obriguem à permanência do elemento de rede fora de serviço para substituição de componentes ou reparações relativamente prolongadas, condicionam principalmente o tempo médio durante os dias da semana.

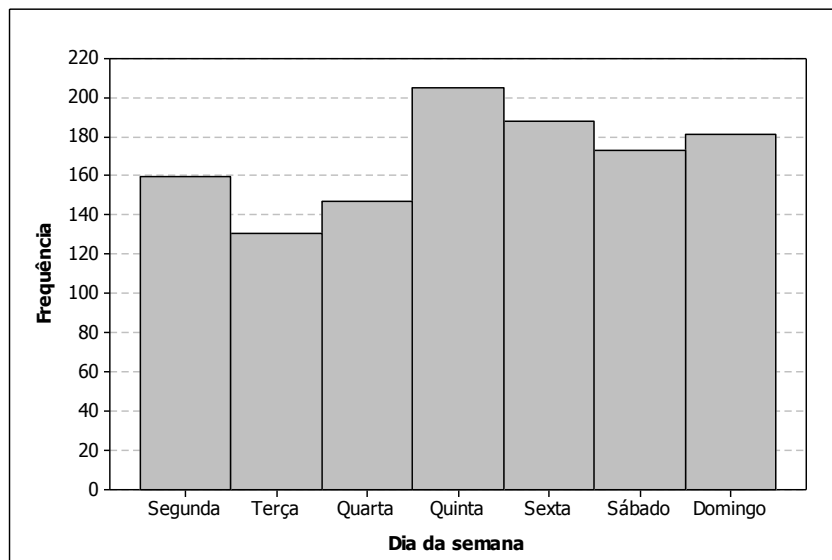


Figura 4.9 - Frequência de acidentes por dia da semana (excluindo incidentes de duração nula)

### c) - Mês do Ano

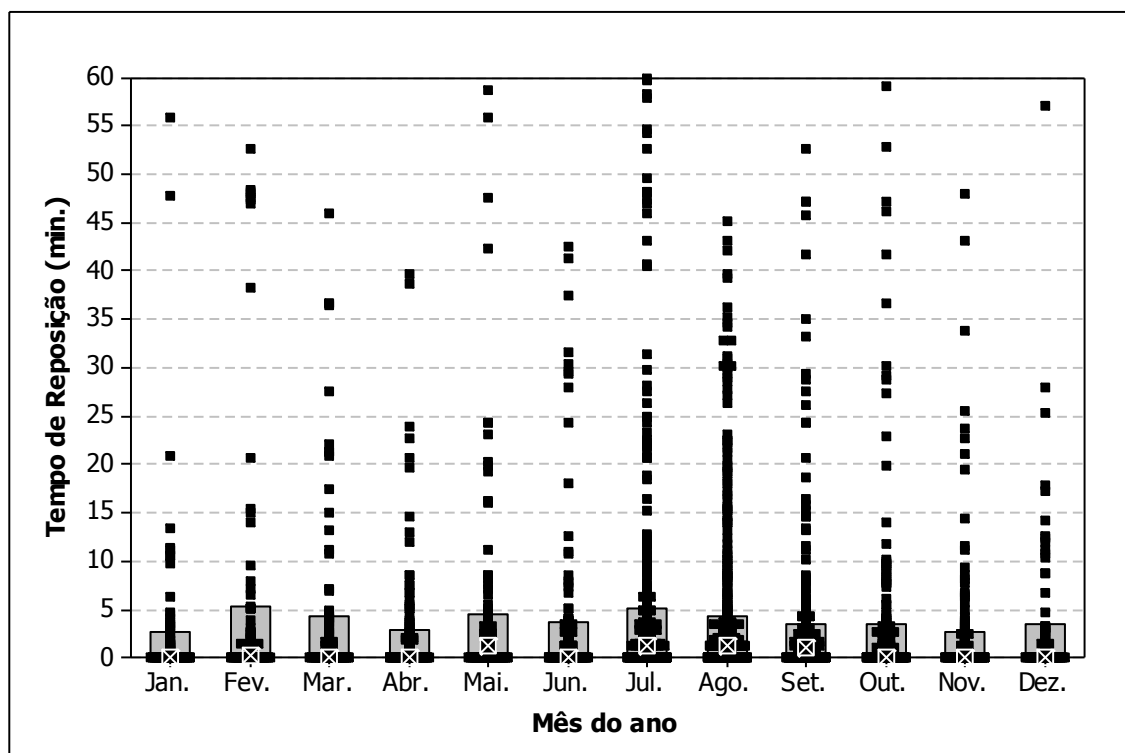


Figura 4.10 - Tempo de reposição em função do mês do ano de ocorrência do defeito

No que respeita os tempos médios de reposição, analisando a figura 4.10, pode constatar-se que são relativamente estáveis de mês para mês. No entanto, se se conjugar esta

informação com a presente na figura 4.11 deduz-se que entre Julho e Agosto os tempos de reposição individuais são muito inferiores aos ocorridos durante o resto do ano.

Verifica-se um grande pico no número de incidentes de duração não nula nos meses de Julho e Agosto, o que pode ser facilmente explicado se se tiver em conta a análise das principais causas de incidentes (ver figura 2.4). Tratando-se dos meses com temperaturas mais elevadas e sendo as principais causas de defeitos os incêndios, as descargas atmosféricas e as cegonhas, facilmente se conclui que este período do ano é o mais propício a estes três factores, embora os incêndios sejam a causa mais influente.

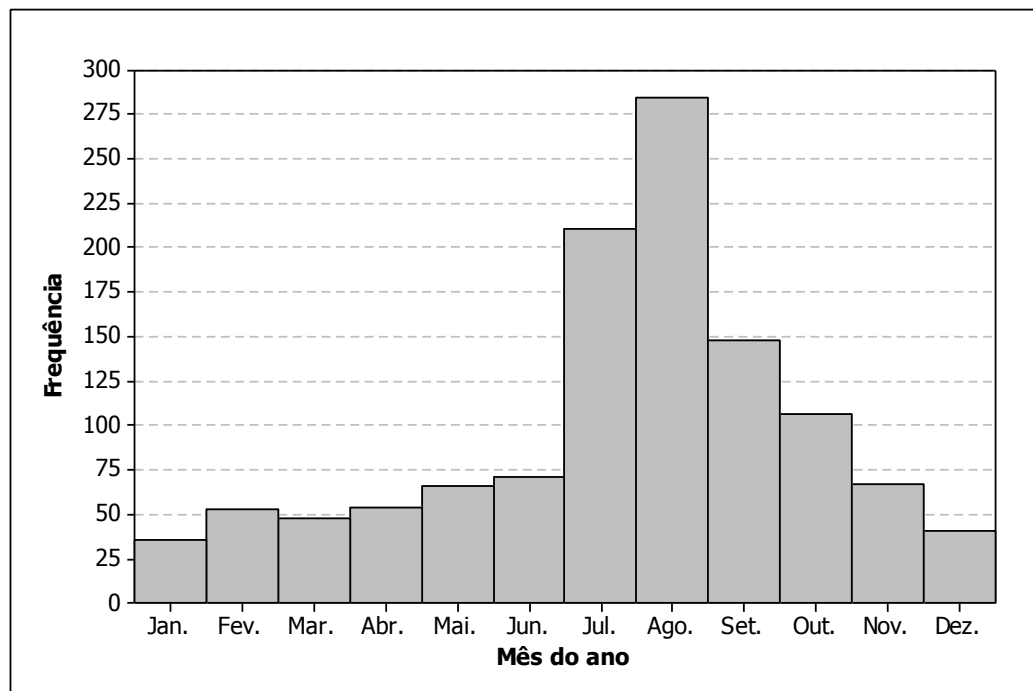


Figura 4.11 - Frequência de incidentes por mês do ano (excluindo incidentes de duração nula)

#### 4.2.4.2 - Análise dos Factores Externos

##### a) - Causa

A causa do incidente será um dos principais, senão o principal factor a condicionar o tempo de reposição de um elemento. Se a causa/consequência do incidente é grave e provoca estragos num qualquer elemento, é óbvio que a reposição desse elemento não será bem sucedida na primeira tentativa de fecho do disjuntor, indicando defeito permanente. Poderá mesmo ser necessária a reparação ou substituição do elemento em causa. Por outro lado, se o defeito é fugitivo, como por exemplo, no caso de actuação indevida de protecções, a reposição do elemento será muito mais expedita.

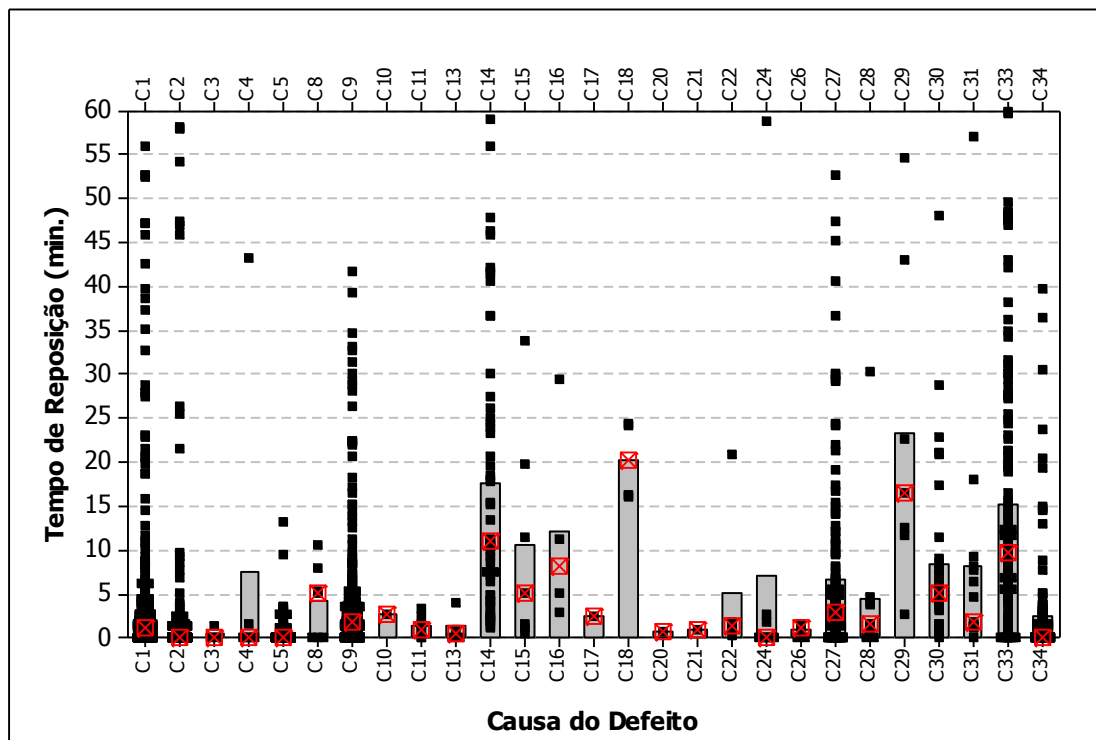


Figura 4.12 - Tempo de reposição em função da causa de ocorrência do defeito

Verifica-se que os tempos de reposições mais prolongadas não estão relacionados com o número de ocorrências (pode haver muitas ocorrências com duração reduzida), mas sim com as suas consequências sobre os componentes. Repare-se na indicação da mediana para as causas com tempo médio de reposição mais elevado. As causas mais frequentes, descargas atmosféricas e cegonhas, apresentam tempos de reposição inferiores aos apresentados por defeitos em elementos da rede, nomeadamente em seccionadores (C18), serviços auxiliares (C29), causas intrínsecas a outras redes (C14), outras causas conhecidas (C33) e incêndios (C9).

#### 4.2.4.3 Análise das Consequências

##### a) - Tipo de Defeito

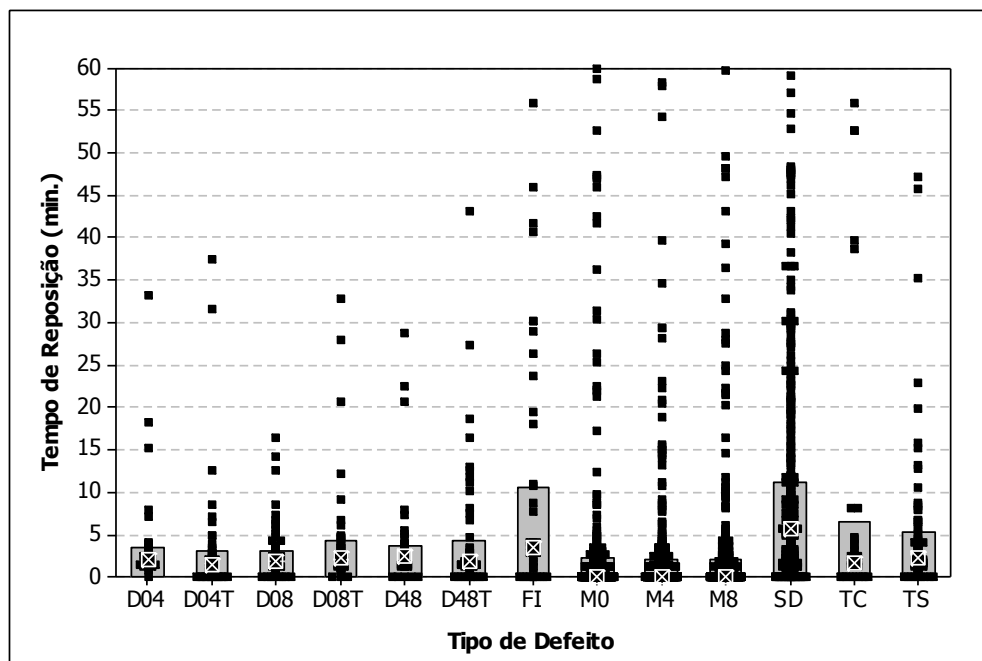


Figura 4.13 - Tempo de reposição em função do tipo de defeito resultante

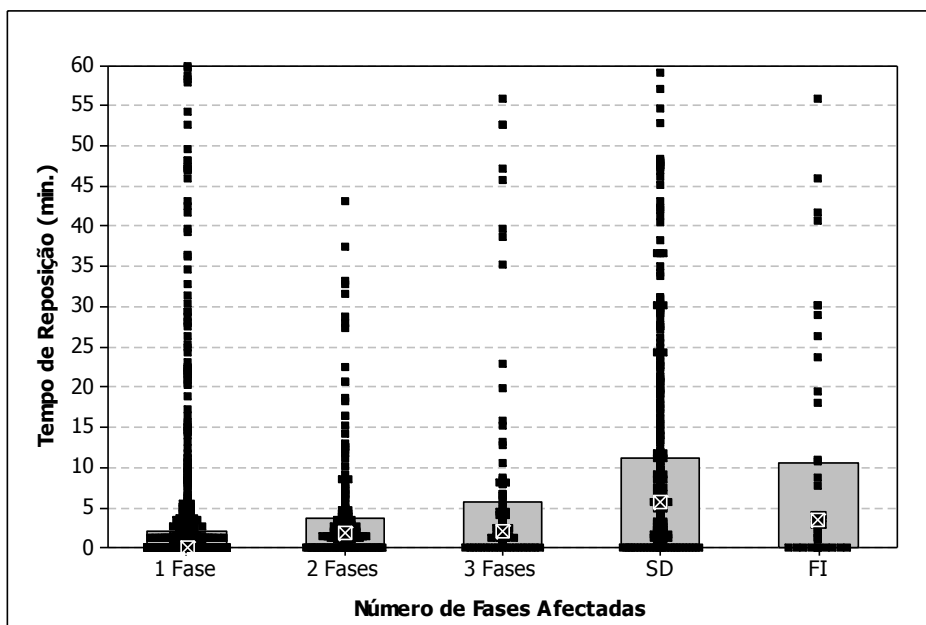
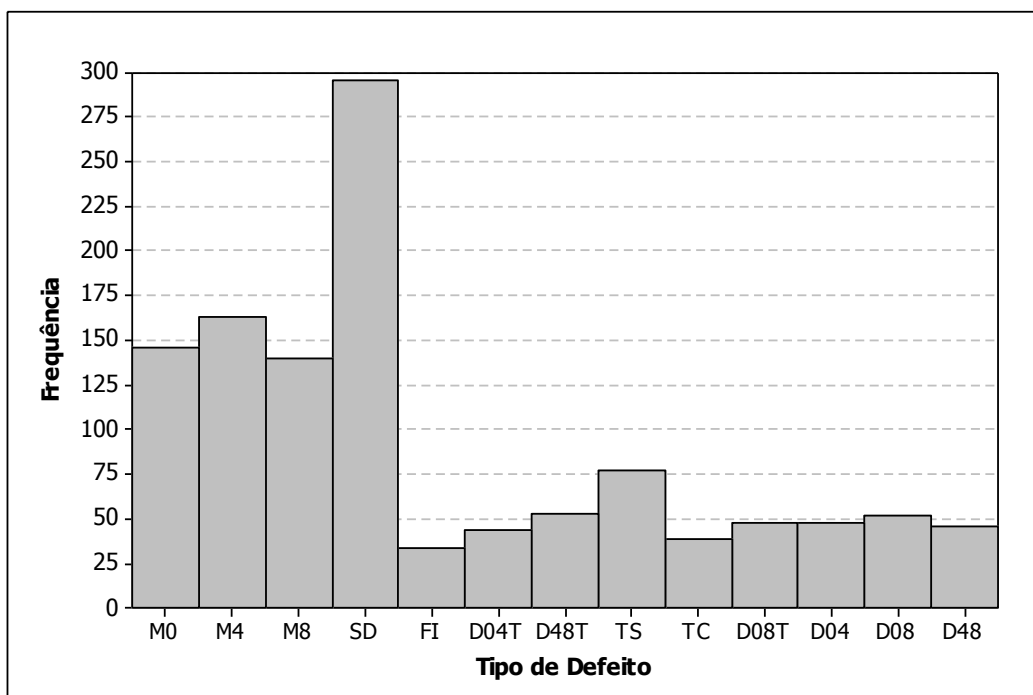


Figura 4.14 - Tempo de reposição em função do número de fases afectadas

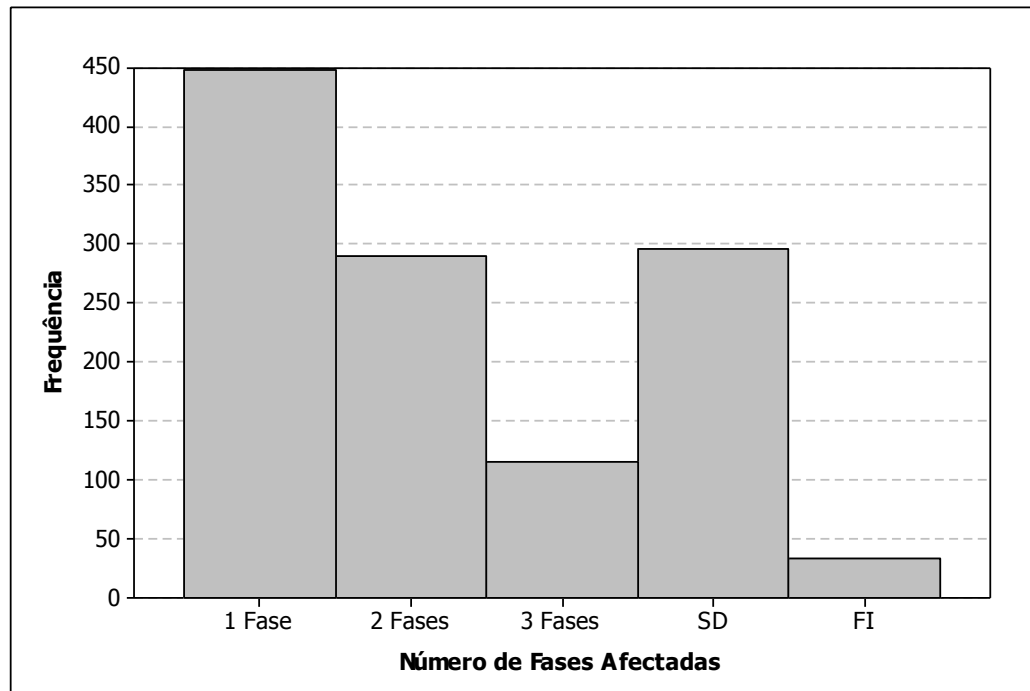
Pela análise da figura 4.14 pode constatar-se o elevado tempo médio de reposição de defeitos que envolvem mais do que uma fase, apesar da sua menor frequência em relação a estes.

A quase totalidade das linhas da Rede Nacional de Transporte está equipada com religação automática, após disparo monofásico por Protecção de Distância (em 1º escalão) ou por protecção Diferencial Linha. Esta religação dá-se em cerca de 900 ms. No caso de os defeitos serem polifásicos, o disparo é definitivo. Há excepções em que funciona também a religação trifásica após disparo trifásico, sendo esta religação realizada em cerca de 300 ms. Estas excepções acontecem quando existem mais de dois circuitos em paralelo e quando um circuito alimenta em antena clientes MAT ou em novos sistemas de protecções onde existe religação com verificação de sincronismo. A religação automática é inibida durante cinco segundos após o fecho do disjuntor sobre defeito, de modo a evitar novo fecho sobre o curto-circuito.

A religação é uma vantagem para a segurança da rede, porque permite restabelecer, rapidamente e de forma automática, uma linha que tenha disparado por protecções, mediante as condições já referidas [10].



**Figura 4.15** - Frequência de defeitos por tipo de defeito originado (excluindo incidentes de duração nula)



**Figura 4.16** - Frequência de defeitos em função do número de fases afectadas (excluindo duração nula)

#### 4.2.4.4 - Análise de Factores Internos

##### a) - Nível de Tensão

A análise da figura 4.17 evidencia tempos médios de reposição relativamente similares para os três níveis de tensão em consideração. Com base na mediana deduz-se que as linhas de 220 kV são aquelas que sofrem mais defeitos que não resultam numa reposição instantânea. De referir que o facto do número de defeitos ser bastante diferente para cada um dos níveis de tensão, como se viu na figura 2.1, evidencia que os tempos de reposição a nível individual têm durações muito distintas de acordo com o nível de tensão. Já foi anteriormente referido que o nível de 150 kV, apesar de ser aquele que está mais sujeito a defeitos, ser também o que apresenta uma maior prevalência de religação automática.

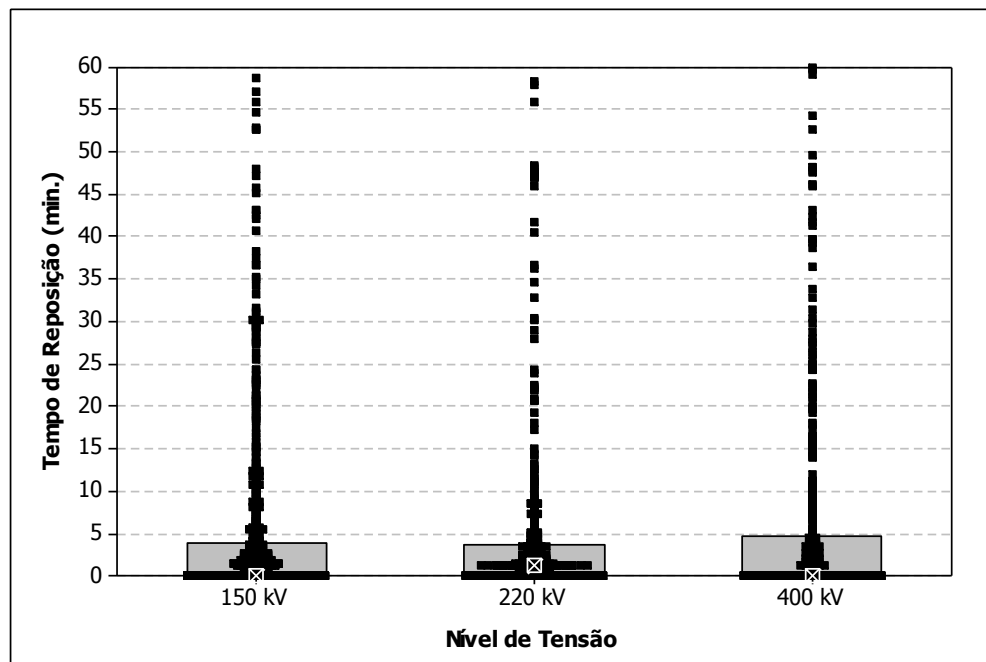


Figura 4.17 - Análise do tempo de reposição de acordo com o nível de tensão do elemento afectado

#### b) - Elemento Origem/Afectado

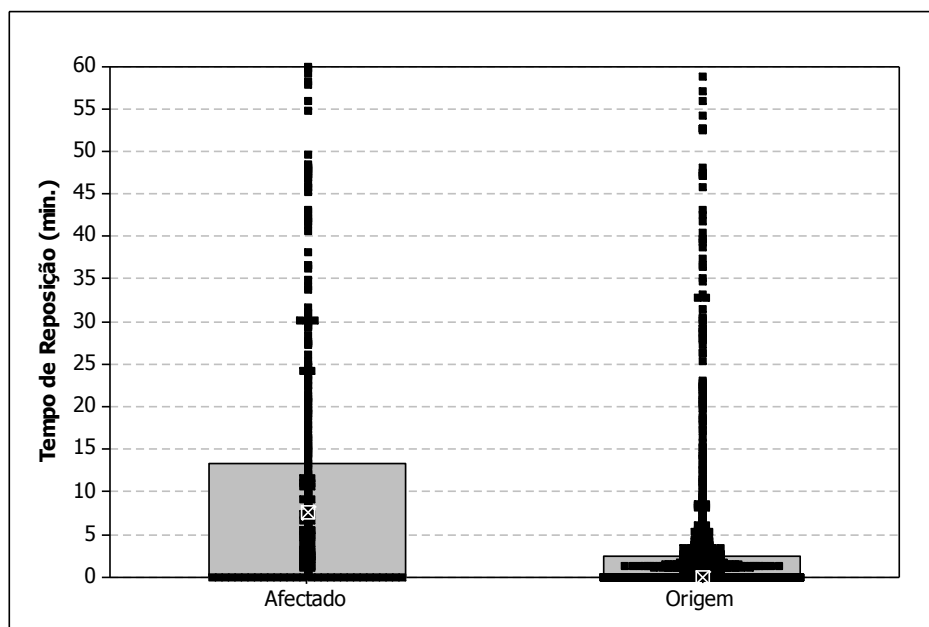
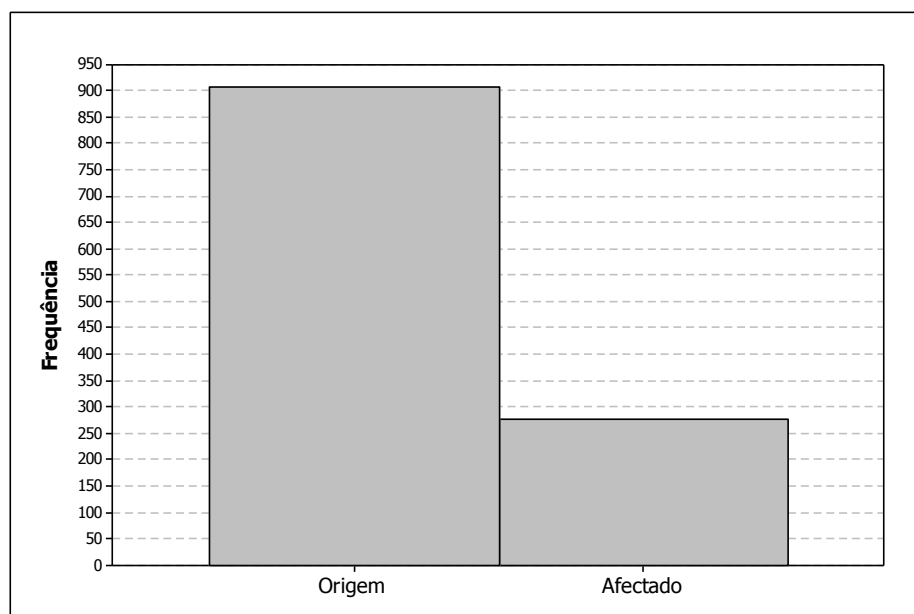


Figura 4.18 - Análise do tempo de reposição de acordo o tipo de elemento - Origem/Afectado

Os tempos médios de reposição globais são bastante distintos, consoante o elemento é origem ou afectado. O tempo de reposição dos elementos afectados é em média quase o



quádruplo do de elementos origem. A figura 4.19 indicia que o factor multiplicativo seria ainda maior se se considerarem os tempos de reposição individuais já que o número de incidentes em elementos origem é substancialmente superior. A existência de elementos afectados indica também que a severidade do incidente é maior.



**Figura 4.19** - Frequência de defeitos em elementos origem/afectado

Para cada um dos factores anteriormente indicados são apresentados na tabela 4.3 os resultados do teste de Kruskal-Wallis.

**Tabela 4.3** - Resultados do teste de Kruskal-Wallis

Factor	H	DF	Valor-p	R <sup>2</sup>
Hora do dia	298,32	23	0,000	0,0413
Dia da semana	26,68	6	0,000	0,0063
Mês do ano	48,46	11	0,000	0,0036
Causa	842,56	26	0,000	0,2125
Tipo de defeito	739,37	12	0,000	0,1237
Nível de tensão	19,97	2	0,000	0,0011
Origem/Afectado	402,03	1	0,000	0,1723

Uma análise dos resultados do teste de Kruskal-Wallis permite constatar que todos os factores seleccionados têm significado estatístico para o tempo de reposição (devido ao seu valor-p inferior a 0,05, nível de significância típico) [5].

Quanto à importância dos factores distintos, facilmente se observa que, sem dúvida alguma, a maior influência no tempo de reposição está relacionada com a causa do incidente, seguida de perto pelo tipo de elemento (origem/afectado) e pelo tipo de defeito originado, o que está de acordo com o que seria lógico esperar.

#### 4.2.5 - Tempo de Reposição de Transformadores e Barramentos na RNT

Com os dados dos incidentes em barramentos e transformadores é feita uma análise agrupada, no caso dos tempos de reposição, dado que não faria grande sentido uma análise estatística com vista à previsão de comportamentos futuros, baseada num conjunto de 25 observações apenas, como sucederia se os incidentes em barramentos fossem considerados isoladamente.

Todos os aspectos referidos na secção 4.2.2.1, no que concerne a construção do histograma dos tempos de reposição em linhas, permanecem válidos para os equipamentos em questão, tendo por isso sido adoptado um procedimento semelhante. Com base na média dos valores obtidos das equações (4.1) e (4.2), para  $N=259$ , é sugerida uma divisão em dez classes distintas, cada uma englobando um intervalo de 6 minutos.

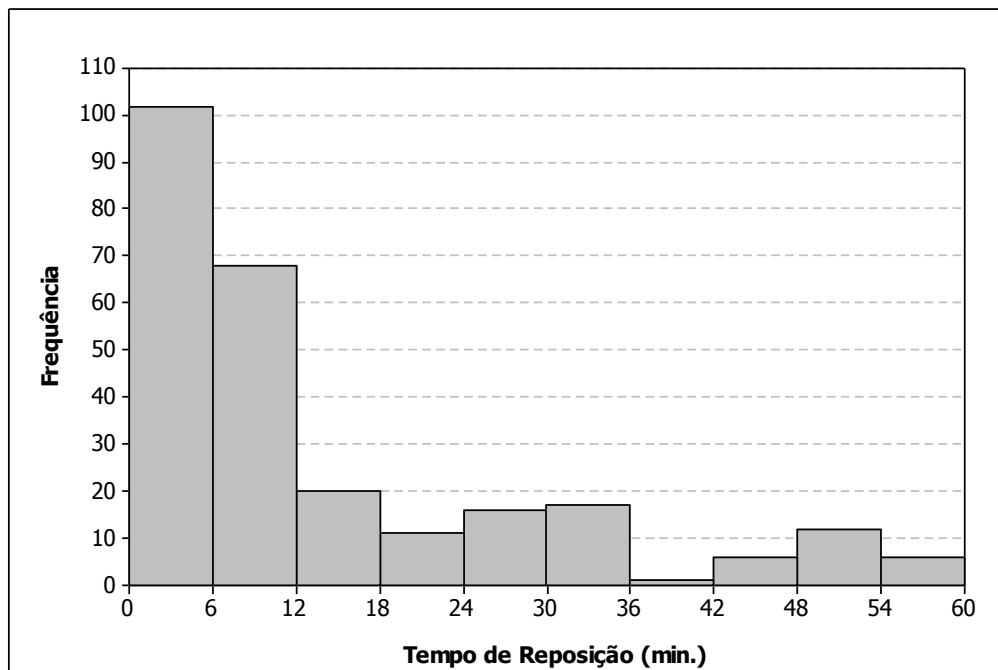
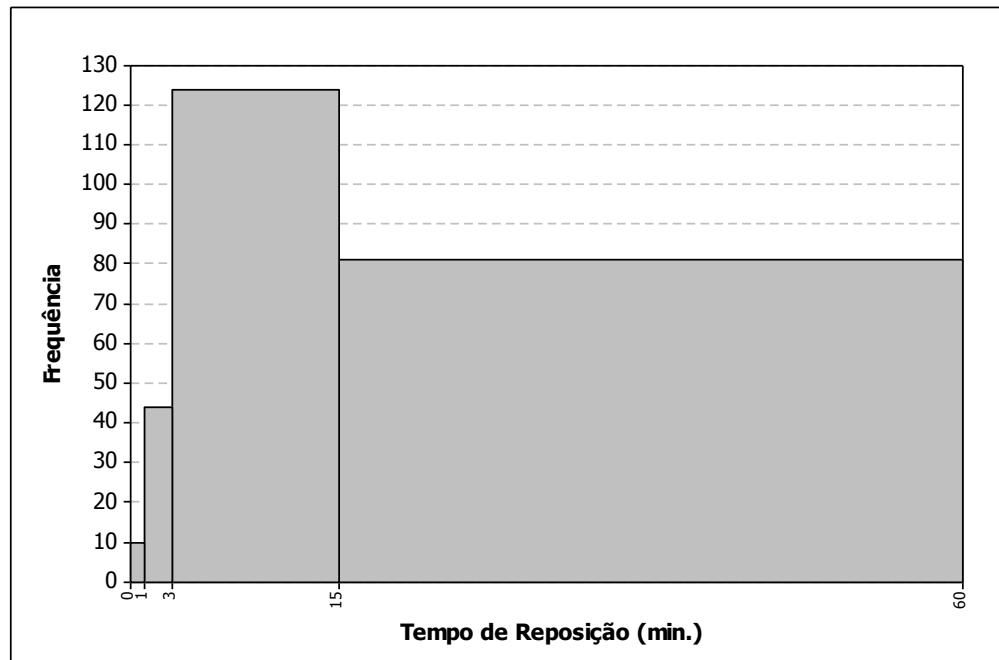


Figura 4.20 - Histograma do tempo de reposição de transformadores e barramentos na RNT

Tal como no caso das linhas, um histograma alternativo de acordo com critérios de interesse para a REN está representado na figura 4.21.



**Figura 4.21** - Histograma alternativo do Tempo de reposição de transformadores e barramentos na RNT

A figura 4.21 apresenta um grande contraste com a figura 4.2. No caso das linhas, a grande maioria das ocorrências estava localizada entre 0 e 1 minutos. No caso de transformadores e barramentos as ocorrências deslocaram-se para o intervalo entre 3 e 15 minutos, sendo reduzido o número de tempos de reposição inferiores.

Perante um defeito de barras ou uma falha de um disjuntor do elemento sede de defeito podem ocorrer duas situações [10]:

- No caso de existir protecção diferencial de barras ou protecção de falha de disjuntor, através da informação topológica da instalação, a protecção abre os disjuntores de todos os painéis ligados à barra afectada (incluindo o disjuntor do IB na topologia habitual) e “salva” o serviço ligado à outra barra.
- No caso de não existir protecção diferencial de barras ou protecção de falha de disjuntor, ocorrerá o disparo do extremo oposto de todas as linhas ligadas à barra afectada em simultâneo (por protecção de distância em 2º escalão);

Nos casos descritos ou quando existe disparo de várias linhas em simultâneo, a reposição em serviço só deve ser efectuada após uma análise mais cuidada do incidente que permita a correcta percepção da ocorrência, pois pode-se estar perante um incidente com alguma gravidade. Nestes casos procede-se de imediato à recolha da informação associada ao

incidente para apoiar a sua interpretação. Normalmente, é necessário aguardar a chegada de um técnico à instalação sede do defeito (que é normalmente identificada após a análise da informação recolhida), pois admite-se a presença de um defeito permanente. Como se compreende, o tempo de reposição de uma ocorrência desta natureza é normalmente elevado.

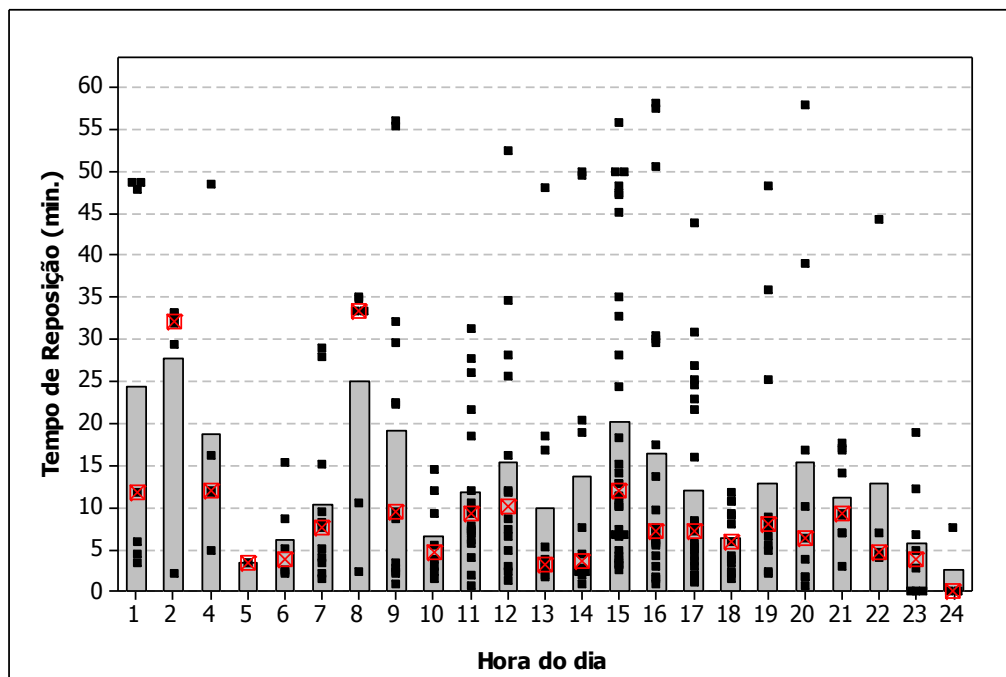
**Tabela 4.4** - Estatísticas descritivas do tempo de reposição (TR+B)

Teste de Normalidade de Anderson-Darling	
A <sup>2</sup>	19,80
Valor-P <	0,005
Média	14,163
Desvio Padrão	14,904
Variância	222,138
Skewness	1,41428
Kurtosis	0,97667
N.º de Observações	259
Mínimo	0,000
Primeiro Quartil	3,417
Mediana	7,783
Terceiro Quartil	18,850
Máximo	58,050
Intervalo de Confiança a 95% para a Média	
12,339	15,986
Intervalo de Confiança a 95% para a Mediana	
6,921	9,196
Intervalo de Confiança a 95% para o Desvio Padrão	
13,722	16,312

#### 4.2.6 Impacto dos distintos factores para o tempo de reposição

##### 4.2.6.1 - Análise dos Factores Temporais

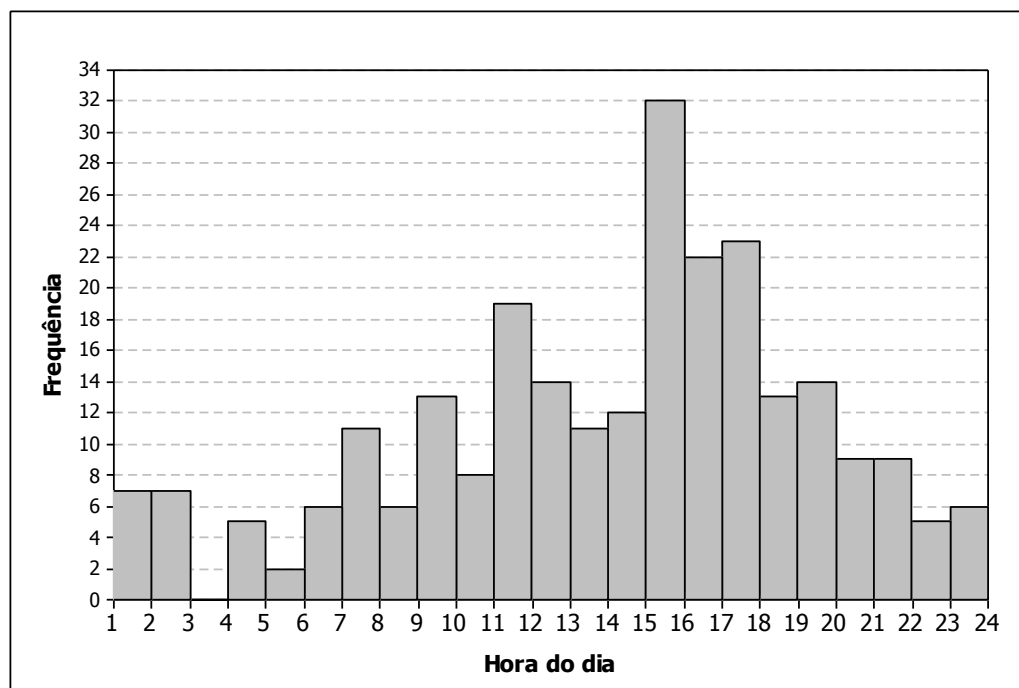
###### a) Hora do dia



Legenda: 1- (00H00 - 01h00) 2 - (01h00 - 02h00) ... 24 - (23h00 - 00h00)

**Figura 4.22** - Tempo de reposição em função da hora de ocorrência do incidente

Uma análise conjunta das figuras 4.22 e 4.23 permite constatar que para horas mais tardias, entre as 22h00 e as 05h00, apesar da diminuição do número de ocorrências, assiste-se a um aumento dos tempos médios de reposição. Uma vez que a reposição de transformadores e barramentos exige uma inspecção por parte de um técnico, está de acordo com o esperado, a obtenção de tempos superiores fora do horário normal de trabalho. Ainda assim, note-se que em altura alguma do dia, o tempo médio de reposição ultrapassa os 30 minutos.



**Figura 4.23** - Frequência de defeitos por período de 1 hora

#### b) - Dia da semana

Tal como ocorrera no caso das linhas aéreas, a análise das figuras 4.24 e 4.25 não parece explicitar nenhuma relação especialmente forte entre o tempo de reposição e o dia da semana já que, por exemplo, terça-feira e quinta-feira apresentam uma frequência de defeitos similares e tempos de reposição médios com um diferencial de aproximadamente 7 minutos. No caso de sábado e domingo, o diferencial no tempo de reposição médio é ainda mais acentuado (aproximadamente 13 minutos) para um número de defeitos similar. Tal diferença fica a dever-se principalmente ao tipo de causas e defeitos mais frequentes para o dia em questão, sendo que a sua ocorrência é aleatória e portanto não pode ser justificada por factores mensuráveis.

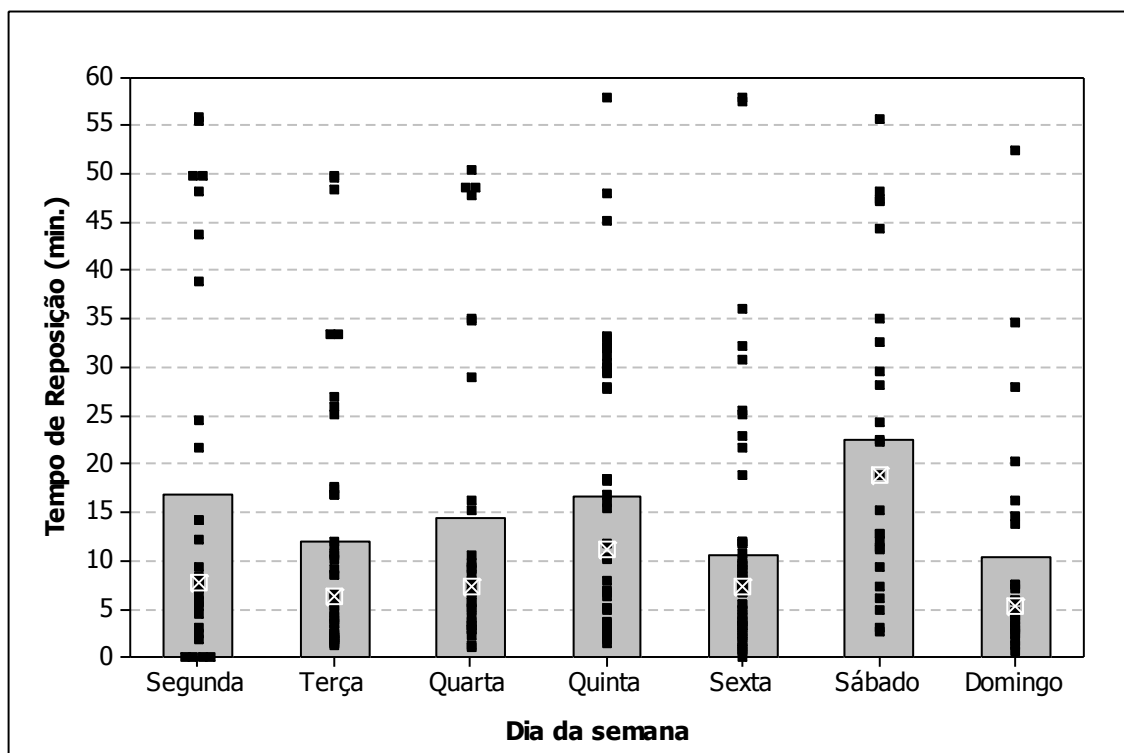


Figura 4.24 - Tempo de reposição em função do dia da semana de ocorrência do defeito

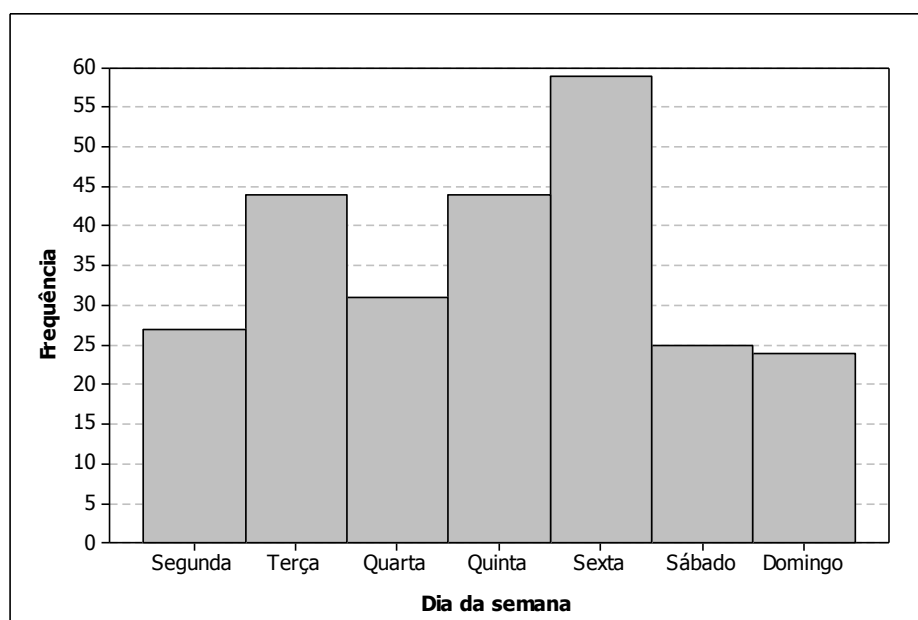


Figura 4.25 - Frequência de defeitos por dia da semana

## c) - Mês do Ano

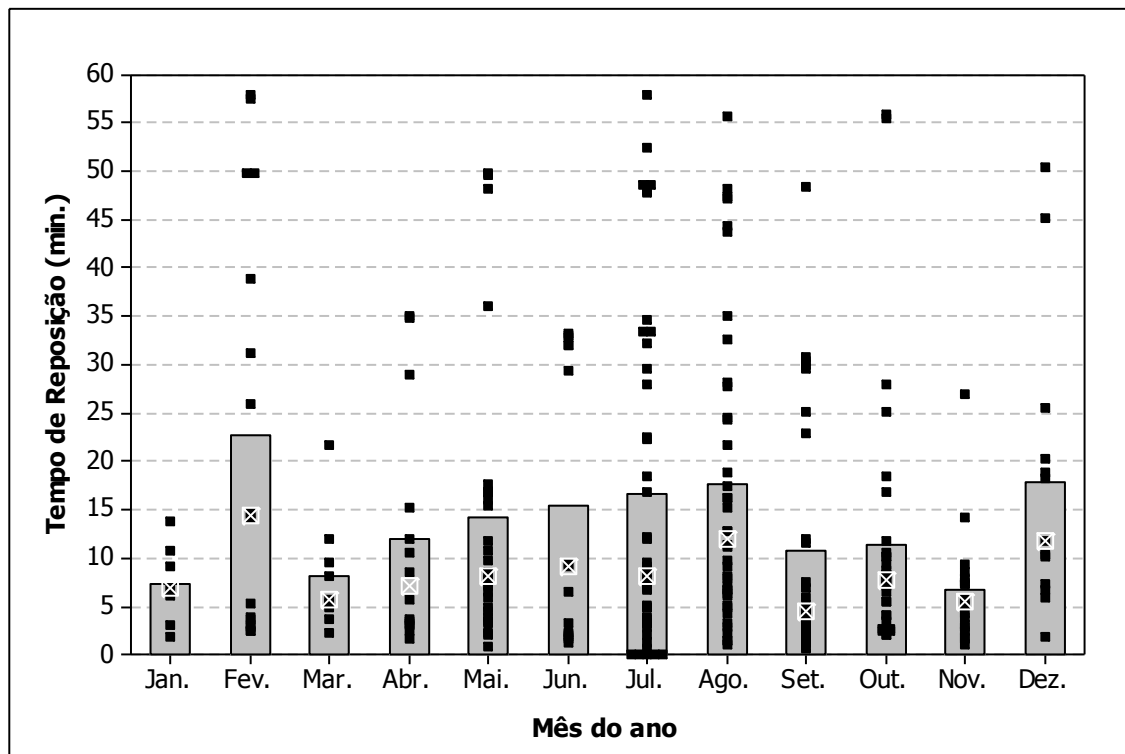


Figura 4.26 - Tempo de reposição em função do mês de ocorrência do defeito

A figura 4.27 indica que o pico de ocorrência de defeitos ocorre para os meses de Julho e Agosto, situação similar àquela verificada para as linhas aéreas. Se se tiver em conta que a grande maioria de defeitos em transformadores e barramentos é consequência de falhas em outros elementos da rede e que as linhas aéreas são os principais elementos afectados por defeitos, compreende-se que exista alguma similaridade nos registos. É ainda de notar que em Fevereiro e Maio se verifica um aumento do número de defeitos, quer em relação aos meses anterior, quer em relação ao mês posterior. Este facto deve-se à variabilidade inerente à ocorrência de defeitos e não a um qualquer motivo em particular. Essa aleatoriedade de ocorrências também justifica o tempo médio de reposição em Fevereiro superior ao de Maio, Junho, Julho, Agosto, Setembro, Outubro e Novembro, apesar de estes apresentarem todos, um número de defeitos superior. Esta situação fica a dever-se à prevalência de uma determinada causa ou tipo de defeito originado, já que se pode constatar por observação da mediana que os tempos individuais de reposição são mais elevados do que nos outros meses referidos.



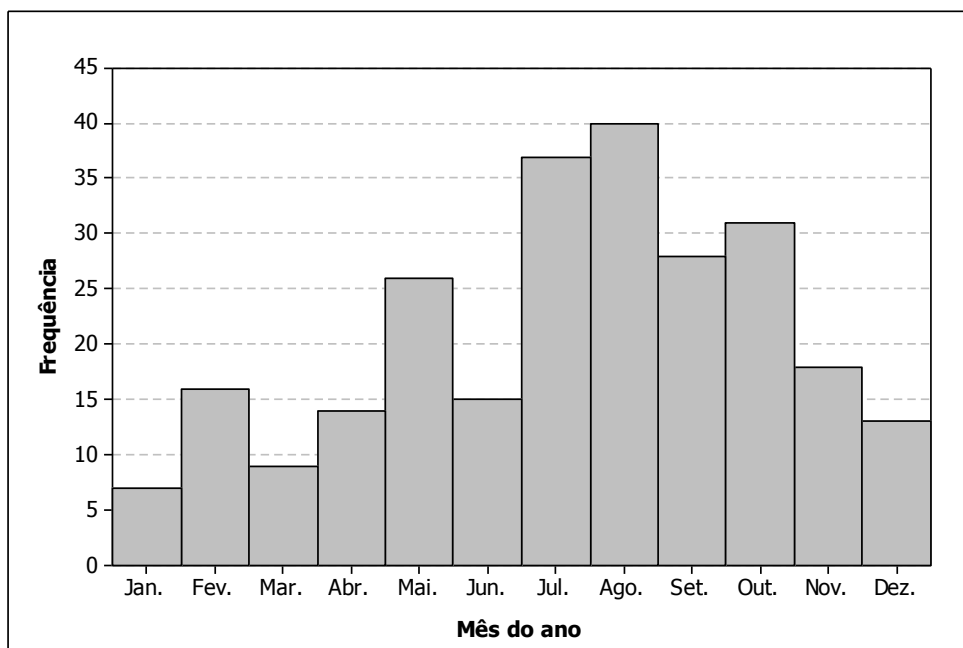


Figura 4.27 - Frequência de defeitos por mês do ano

#### 4.2.6.2 - Análise dos Factores Externos

##### a) - Causa

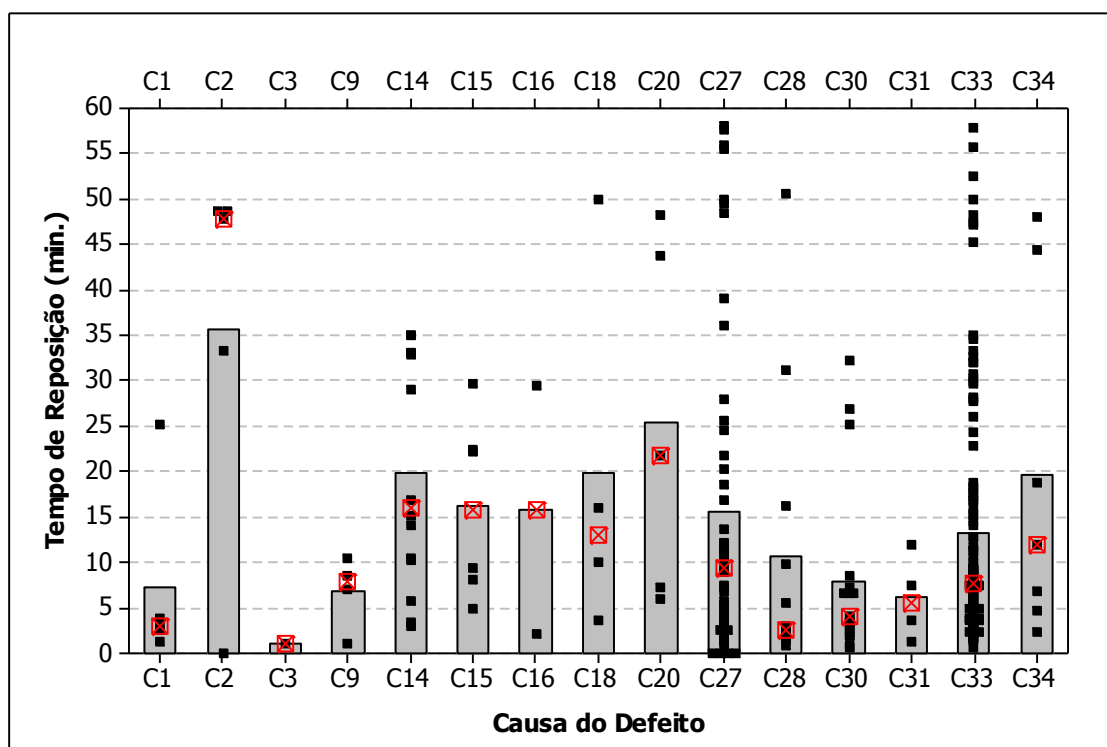


Figura 4.28 - Tempo de reposição em função da causa de ocorrência do defeito

No que concerne a causa do defeito, são muito distintas das verificadas para as linhas aéreas. A figura 4.28 mostra claramente que as causas mais frequentes, C27 e C33, não são as que conduzem a tempos médios de reposição mais elevados. Por outro lado, constata-se que, por exemplo, C2, apesar de apenas representar 5 ocorrências, apresenta tempos individuais de reposição bastante elevados. Tal deve-se à influência desta causa (nevoeiro ou neblina e poluição) na rigidez dieléctrica do ar e consequentes efeitos nas características de isolamento.

#### 4.2.6.3 - Análise dos Factores Internos

##### a) - Tipo de Defeito

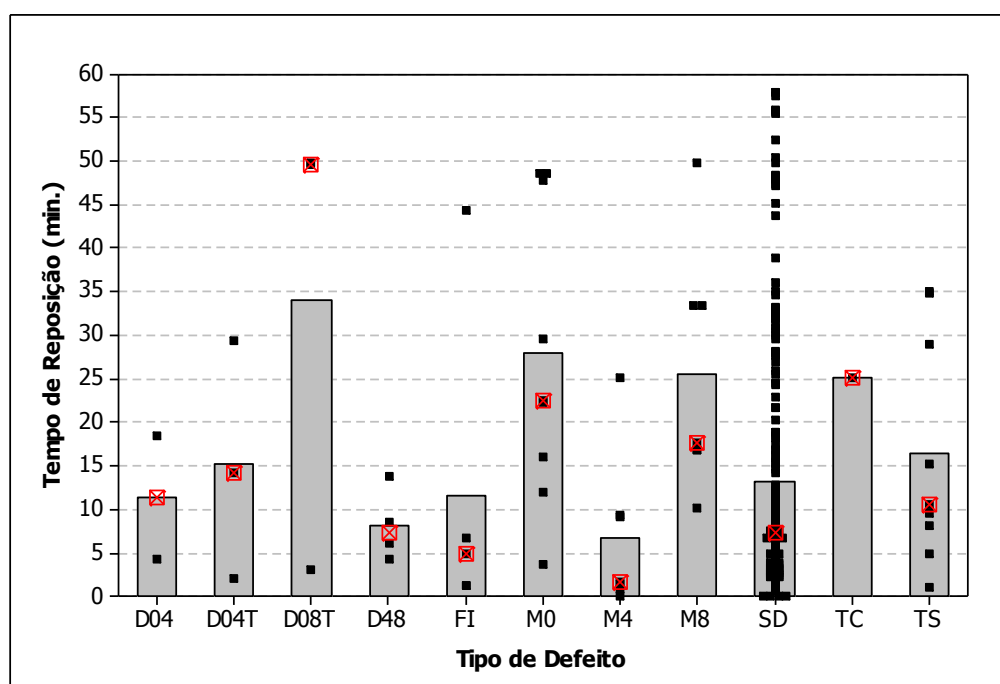


Figura 4.29 - Tempo de reposição em função do tipo de defeito resultante

Em relação ao tipo de defeito originado, observa-se, mais uma vez, um comportamento muito distinto destes equipamentos, face às linhas aéreas. Uma análise das figuras 4.29 e 4.30, em particular desta última, mostra tempos médios de reposição relativamente similares, independentemente do número de fases afectadas, bem como um número reduzido de ocorrências em contraste com a elevada frequência de defeitos SD que apresentam um tempo médio de reposição, por ocorrência, muito inferior.

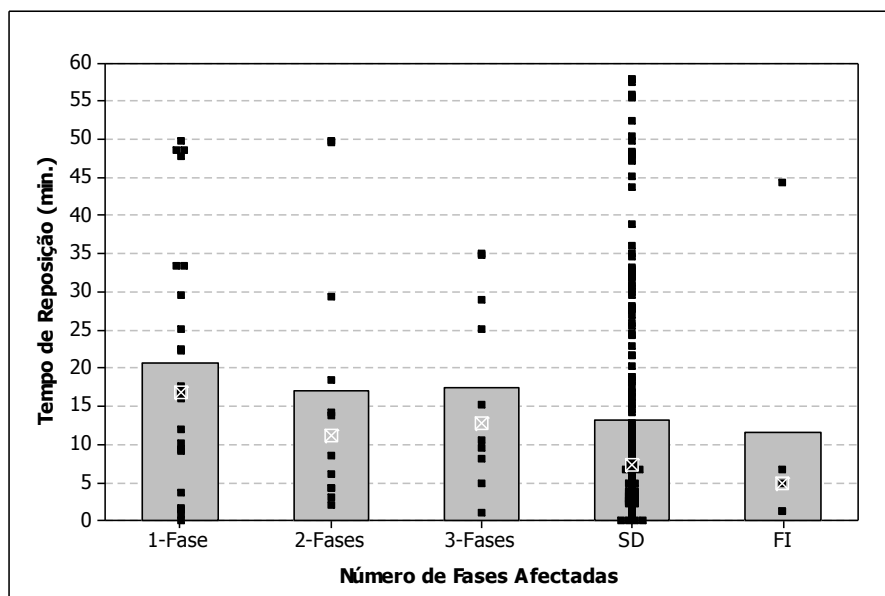


Figura 4.30 - Tempo de reposição em função do número de fases afectadas

#### b) - Nível de Tensão

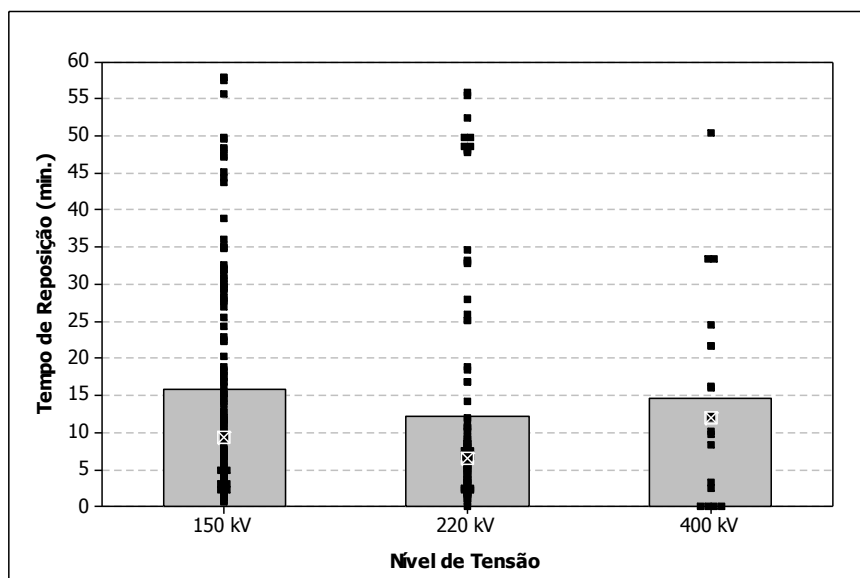


Figura 4.31 - Tempo de reposição em função do nível de tensão

Apesar dos transformadores de 400 kV serem significativamente menos numerosos que os restantes níveis de tensão, apresentam um tempo médio de reposição equiparáveis aos dos outros transformadores, o que equivale a dizer que, a nível individual, cada defeito conduz a um tempo de reposição mais elevado.

## c) - Tipo de elemento (origem/afectado)

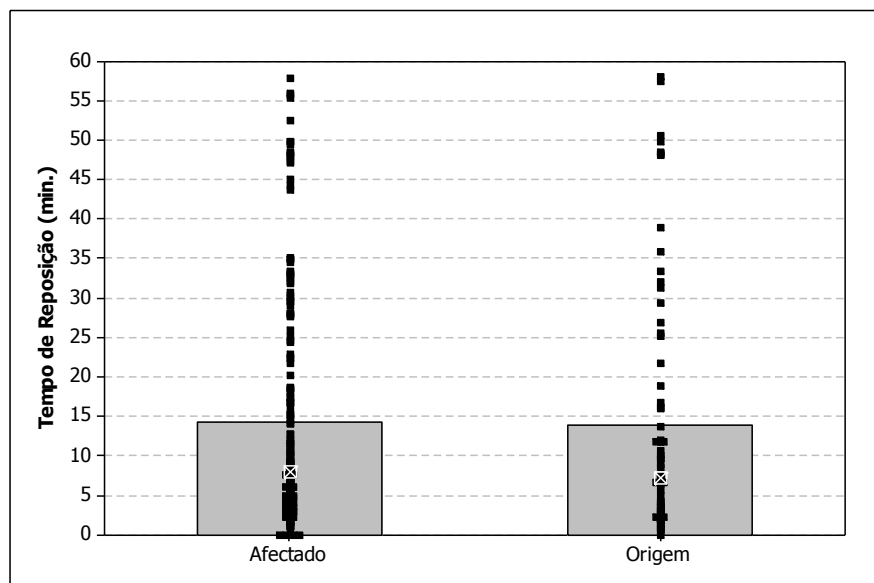


Figura 4.32 - Tempo de reposição em função do tipo de elemento (origem/ afectado)

A figura 4.33 ilustra a grande disparidade entre o número de transformadores e barramentos que são sede de defeito, face àqueles que saem de serviço como consequência de defeitos noutros equipamentos. Apesar desta diferença, a figura 4.32 indica que, independentemente deste facto, quer os tempos médios de reposição, quer as medianas, apresentam valores muito próximos.

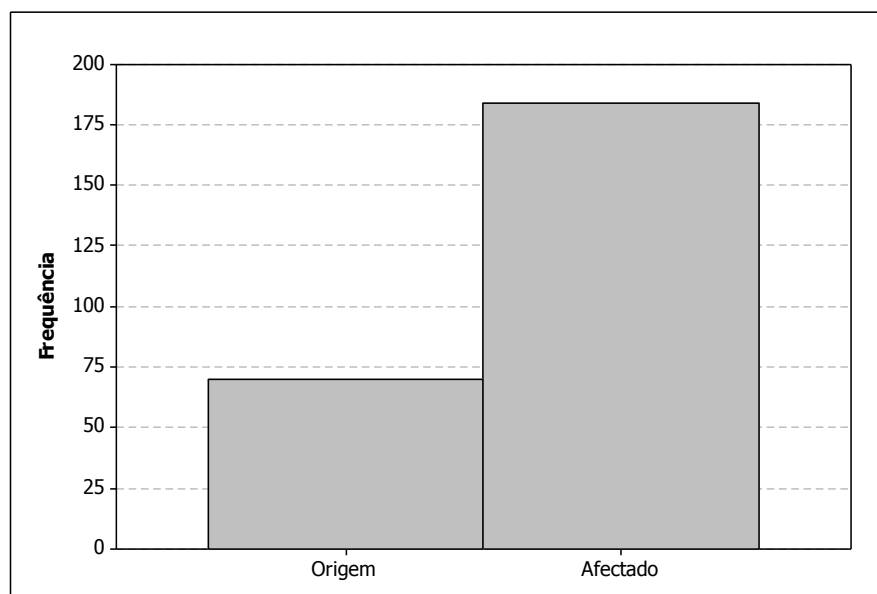


Figura 4.33 - Frequência de defeitos em elementos origem/afectado

Para cada um dos factores anteriormente indicados são apresentados na tabela 4.5 os resultados do teste de Kruskal-Wallis.

**Tabela 4.5 - Resultados do teste de Kruskal-Wallis**

Factor	H	DF	Valor-p	R <sup>2</sup>
Hora do dia	38,31	22	0,017	0,0592
Dia da semana	17,06	6	0,009	0,0410
Mês do ano	16,76	11	0,115	0,0358
Causa	28,31	14	0,013	0,0497
Tipo de defeito	23,20	10	0,010	0,0456
Nível de tensão	5,18	2	0,075	0,0059
Origem/Afectado	1,03	1	0,311	0,0000

A primeira constatação que a tabela 4.5 permite, é a de que o mês do ano, o nível de tensão e o facto de o elemento ser origem ou afectado, não tem significado estatístico para o tempo de reposição de transformadores e barramentos (dado que o seu valor-p é superior a 0,05, nível de significância típico). Tal como acontecia para as linhas, causa e tipo de defeito continuam a ser os factores mais relevantes para o tempo de reposição.

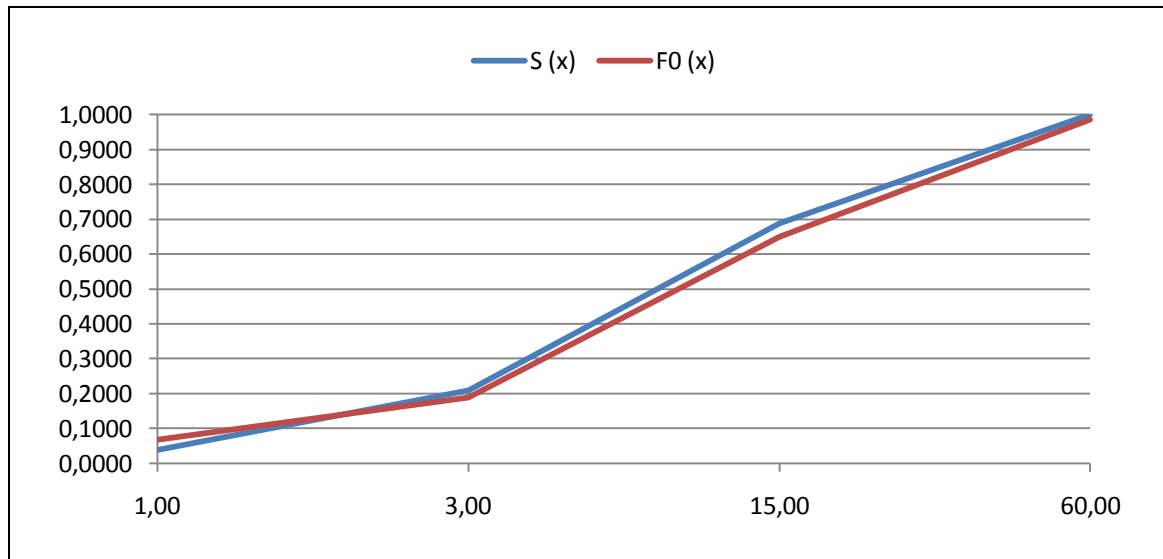
#### 4.2.7 - Ajuste de Distribuição

O ajuste de uma distribuição de probabilidade segue o mesmo processo executado para o caso das linhas aéreas. Para  $N=259$  e para um nível de significância de 0.5, o valor crítico obtido com recurso à equação (3.28) é 0,0517. Neste, caso o ajuste foi feito para o histograma alternativo apresentado na figura 4.21. Após teste das distribuições indicadas no capítulo 3, aquela que melhor se adaptou aos dados, foi a distribuição exponencial, com parâmetro  $\lambda=0.07$ .

**Tabela 4.6 - Resultados do teste de Kolgomorov-smirnov**

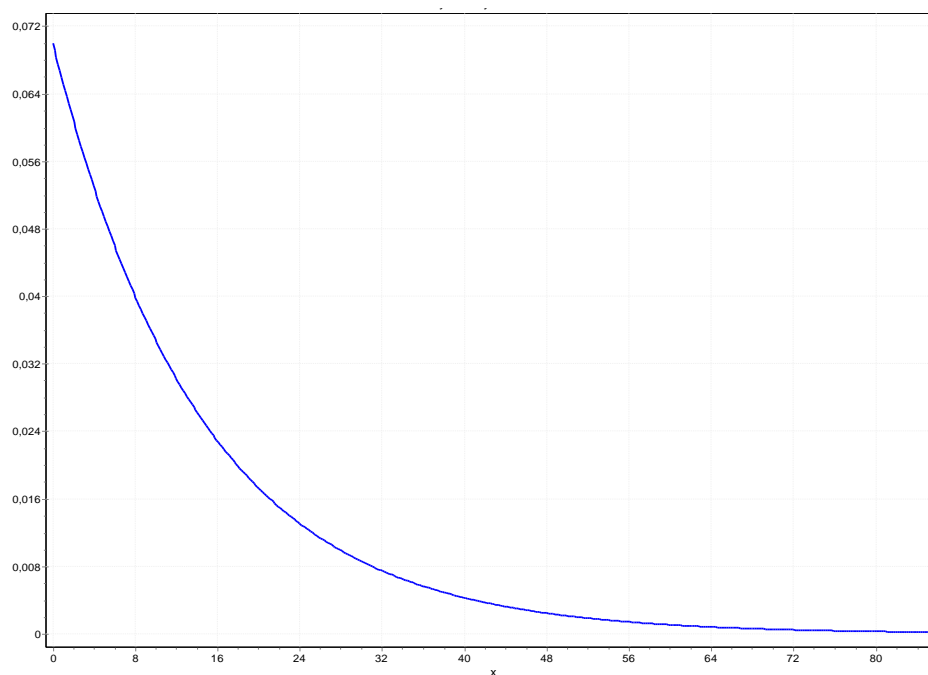
Intervalo (min.)		Frequência	Freq. Relativa	Frequência Relativa Acumulada		
				S (x)	F0 (x)	S(x) - F0(x)
0,00	1,00	10	0,0386	0,0386	0,0676	0,0290
1,00	3,00	44	0,1699	0,2085	0,1894	0,0191
3,00	15,00	124	0,4788	0,6873	0,6501	0,0372
15,00	60,00	81	0,3127	1,0000	0,9850	0,0150
Total		259	1,0000			

A figura 4.34 permite visualizar graficamente a diferença entre as funções de distribuição dos dados e da função de ajuste.



**Figura 4.34** - Diferença entre  $S(x)$  e  $F_0(x)$  para tempo de reposição (TR+B)

Na figura 4.35 pode ser visualizada a representação gráfica da distribuição de probabilidade exponencial, com o parâmetro indicado previamente.



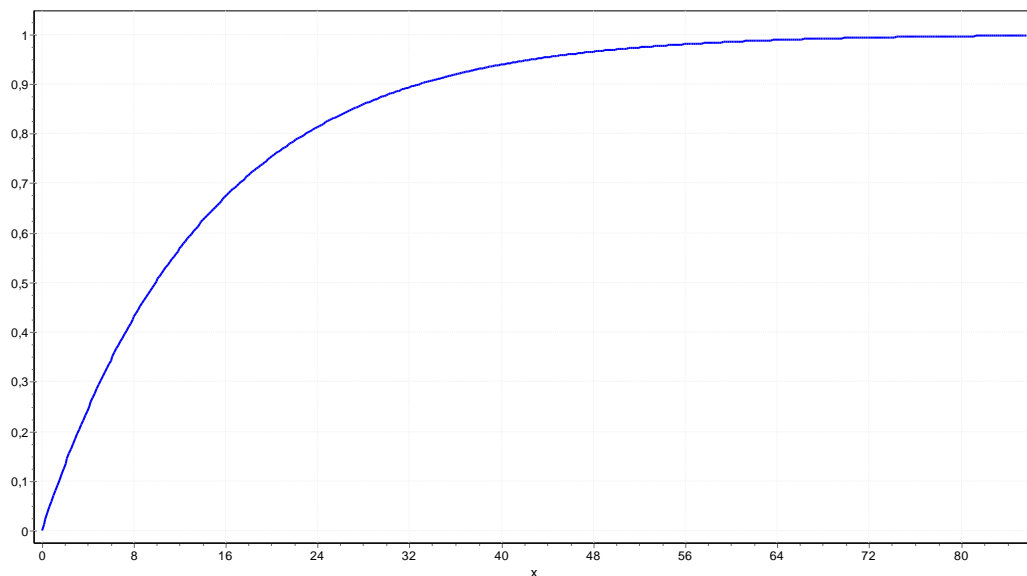
**Figura 4.35** - Distribuição Exponencial ( $\lambda=0.07$ )

A equação (4.4) expressa matematicamente a distribuição de probabilidade que está representada na figura 4.35,

$$f(x) = 0.07e^{-0.07x}, \quad (4.5)$$

Na equação (4.6) é possível visualizar a função de distribuição associada, estando a representação gráfica apresentada na figura 4.36,

$$F(x) = 1 - e^{-0.07x}, \quad (4.6)$$



**Figura 4.36** - Função de Distribuição Exponencial ( $\lambda=0.07$ )

### 4.3 - Análise Estatística do tempo de eliminação de defeito

Ao contrário do que sucedeu com o tempo de reposição, o tratamento estatístico do tempo de eliminação de defeito apenas engloba o período entre Janeiro de 2004 e Abril de 2009 (contém 1161 registos), por apenas estarem disponíveis os dados respectivos a este horizonte temporal. Devido à diferença dos equipamentos presentes na rede para cada um dos níveis de tensão, além de uma análise global dos tempos de eliminação de defeito, também será feita uma análise similar para cada um dos níveis de tensão. Apenas serão

utilizados tempos de eliminação em linhas, pois para outros equipamentos o número de medições é demasiado reduzido para que os resultados tenham algum significado real. Note-se, por exemplo, que para os barramentos apenas estão disponíveis 8 medidas.

O tempo de eliminação de defeito é de grande importância para a severidade de defeitos, na medida que afecta a segurança do sistema. As condições de estabilidade do sistema podem ser melhoradas pela redução do tempo de eliminação do defeito (tempo de actuação do sistema de protecção, mais o tempo de actuação do disjuntor), para que o defeito seja eliminado, o mais rápido possível.

Na análise que se segue, tal como ocorrera para os tempos de reposição, serão apresentados dois histogramas alternativos para os tempos de eliminação de defeitos. O primeiro histograma foi obtido com recurso a critérios unicamente estatísticos - equações (4.1) e (4.2) - enquanto o segundo utilizará patamares temporais mais adequados à natureza do problema em causa. Assim, o primeiro período estará localizado nos 150 ms (pois é o valor de cava de tensão que os grupos são obrigados a suportar de acordo com o que está definido no regulamento da rede de transporte); o segundo período deve terminar nos 500ms (tempo de segundo escalão); os outros valores mais significativos são 1 segundo e 3 segundos (corresponde aos tempos de 3º escalão).

#### 4.3.1 - Histograma do tempo de eliminação de defeito (três níveis de tensão)

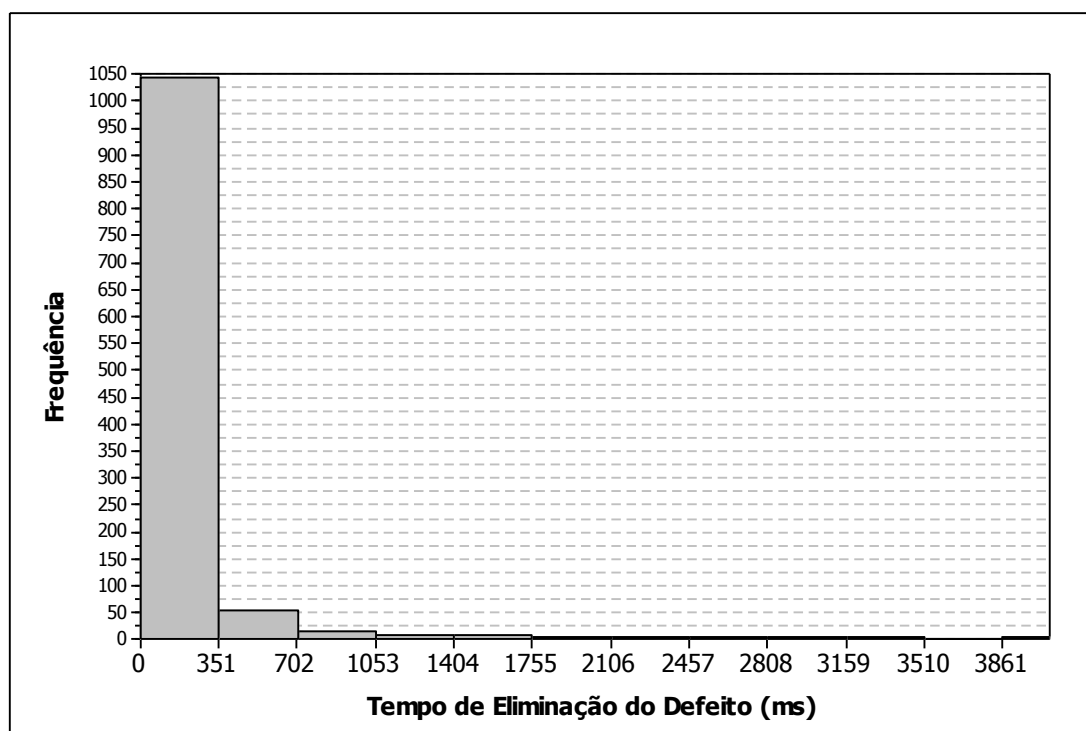
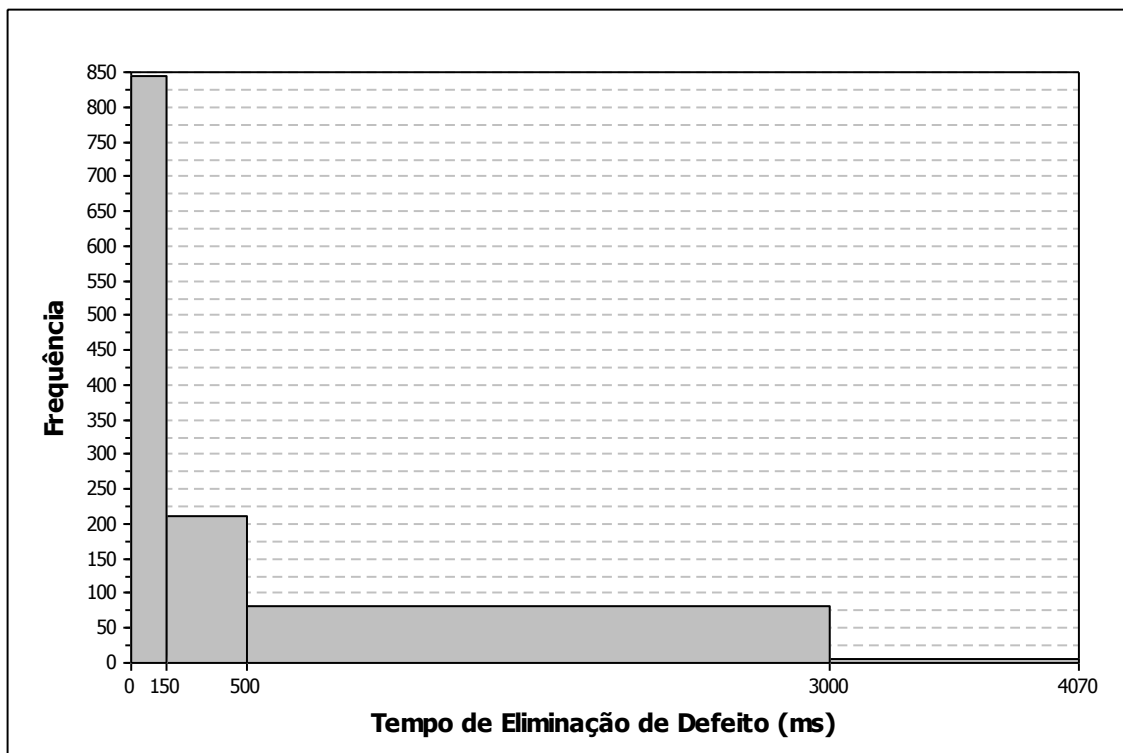


Figura 4.37 - Histograma do Tempo de Eliminação de Defeito



Dado que o tempo de eliminação do defeito e a segurança do sistema são indissociáveis, os equipamentos presentes na RNT têm a preocupação particular de garantir que terá o mínimo valor possível. A figura 4.38 mostra isso mesmo, já que a grande maioria dos defeitos são eliminados em tempo inferior a 150 ms.



**Figura 4.38** - Histograma do tempo de eliminação de defeito de acordo com horizontes temporais de interesse, estabelecidos no regulamento da rede de transporte

Aplicando as equações (4.1) e (4.2), com  $N=1161$  e realizando a média dos resultados chega-se a uma sugestão de divisão em 16 classes.

Mais uma vez o histograma apresenta uma distribuição longe da normalidade, estando a maior parte das ocorrências concentradas no primeiro intervalo, tal como aconteceu com os tempos de reposição de elementos.

A tabela 4.7 apresenta algumas estatísticas descritivas para os dados disponíveis. O teste de normalidade de Anderson-Darling não deixa qualquer dúvida de que os tempos de reposição não são normalmente distribuídos. Note-se que o tempo médio de eliminação do defeito é de 194,45 ms e a mediana é 100 ms.

**Tabela 4.7** - Estatísticas descritivas para o tempo de eliminação de defeito (em milissegundos)

Teste de Normalidade de Anderson-Darling	
A <sup>2</sup>	261,63
Valor-P <	0,005
Média	194,45
Desvio Padrão	378,41
Variância	143197,42
Skewness	5,8954
Kurtosis	40,7386
Nº de Observações	1143
Mínimo	30,00
Primeiro Quartil	80,00
Mediana	100,00
Terceiro Quartil	150,00
Máximo	4070,00
Intervalo de Confiança a 95% para a Média	
172,49	216,41
Intervalo de Confiança a 95% para a Mediana	
90,00	100,00
Intervalo de Confiança a 95% para o Desvio Padrão	
363,51	394,60

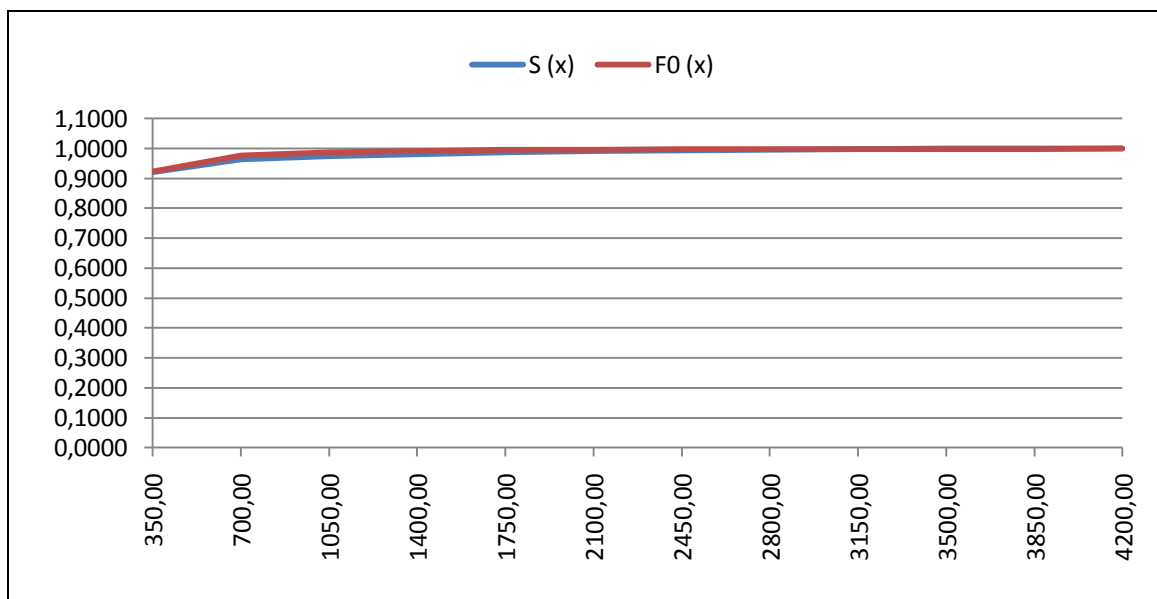
#### 4.3.1.1 - Ajuste de Distribuição (150+220+400 kV)

Adoptou-se um procedimento similar ao realizado na secção 4.2.2.2.1 para o caso dos tempos de reposição de elementos da rede. O valor crítico a considerar, para N=1161 e nível de significância 0.5, será 0,0244.

A tabela 4.8 apresenta o resultado do ajuste da distribuição de Fréchet (aquela que melhor se ajustou aos dados) considerando os parâmetros  $\alpha=1.66$  e  $\beta=76$ .

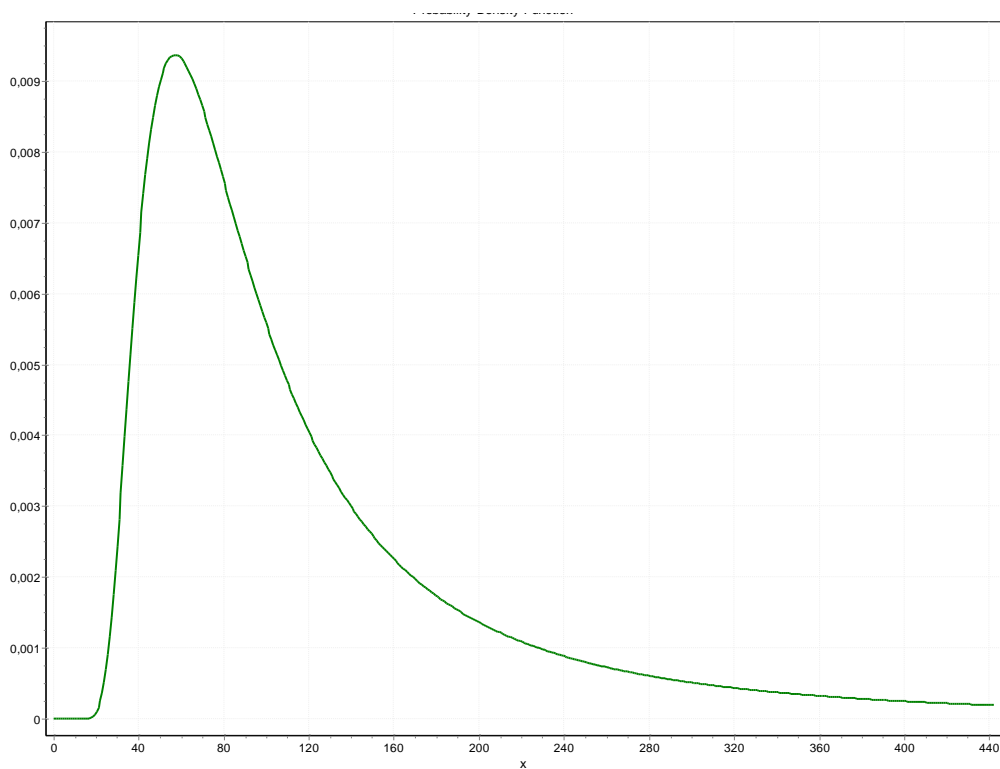
**Tabela 4.8** - Resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov

			Frequência Relativa Acumulada			
Intervalo (ms)	Frequência	Freq. Relativa	S (x)	F0 (x)	S(x) - F0(x)	
0,00	350,00	1068,00	0,920	0,9199	0,9235	0,0036
350,00	700,00	50,00	0,043	0,9630	0,9752	0,0122
700,00	1050,00	13,00	0,011	0,9742	0,9873	0,0131
1050,00	1400,00	8,00	0,007	0,9811	0,9921	0,0110
1400,00	1750,00	8,00	0,007	0,9879	0,9945	0,0066
1750,00	2100,00	3,00	0,003	0,9905	0,9960	0,0054
2100,00	2450,00	4,00	0,003	0,9940	0,9969	0,0029
2450,00	2800,00	1,00	0,001	0,9948	0,9975	0,0027
2800,00	3150,00	3,00	0,003	0,9974	0,9979	0,0005
3150,00	3500,00	2,00	0,002	0,9991	0,9983	0,0009
3500,00	3850,00	0,00	0,000	0,9991	0,9985	0,0006
3850,00	4200,00	1,00	0,001	1,0000	0,9987	0,0013
Total	1161	1,000				



**Figura 4.39** - Diferença entre  $S(x)$  e  $F_0(x)$  para tempo de eliminação de defeito (3 níveis de tensão agrupados)

Na figura 4.40 pode ser visualizada a distribuição escolhida para ajuste aos tempos de eliminação de defeito, considerando o agrupamento dos três níveis de tensão.



**Figura 4.40** - Distribuição Fréchet ( $\alpha=1.66$ ;  $\beta=76$ )

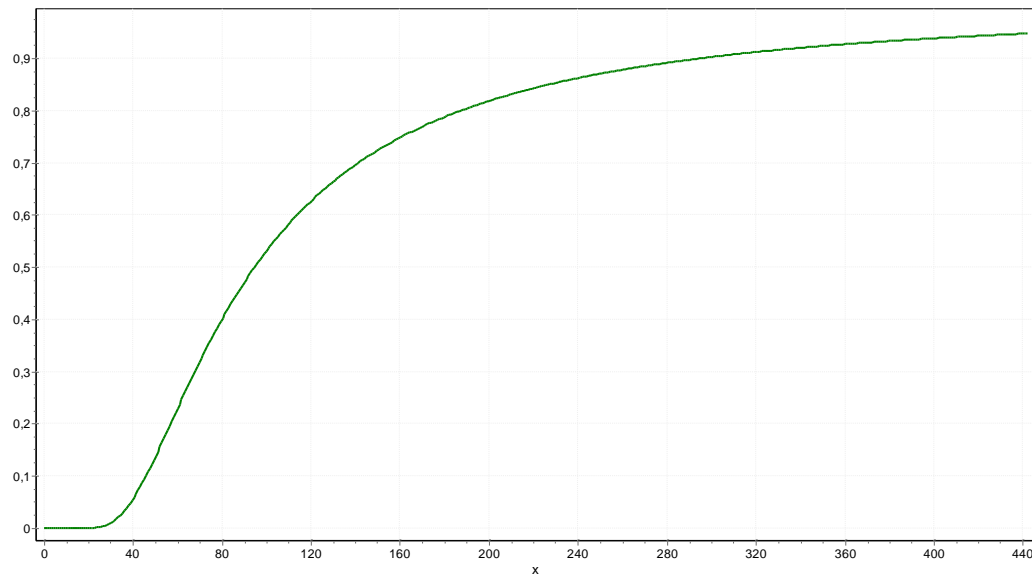
Assim, a função densidade de probabilidade que aproxima os dados é apresentada na equação (4.7) e a respectiva função de distribuição na equação (4.8),

$$f(x) = \frac{1.66}{76} \left(\frac{76}{x}\right)^{2.66} e^{-\left(\frac{76}{x}\right)^{1.66}}, \quad (4.7)$$

para  $0 < x < \infty$

$$F(x) = e^{-\left(\frac{76}{x}\right)^{1.66}}, \quad (4.8)$$

A figura 4.41, mostra a representação gráfica da equação (4.8),



**Figura 4.41** - Função de Distribuição Fréchet ( $\alpha=1.66$ ;  $B=76$ )

Tal como foi indicado previamente, será em seguida feita uma análise semelhante para cada um dos níveis de tensão, sendo utilizada uma metodologia similar. As indicações serão um pouco mais esparsas, devendo consultar-se o que foi feito para o caso global, para esclarecer qualquer dúvida.

## 4.3.2 - Tempo de Eliminação de Defeito - 150 kV

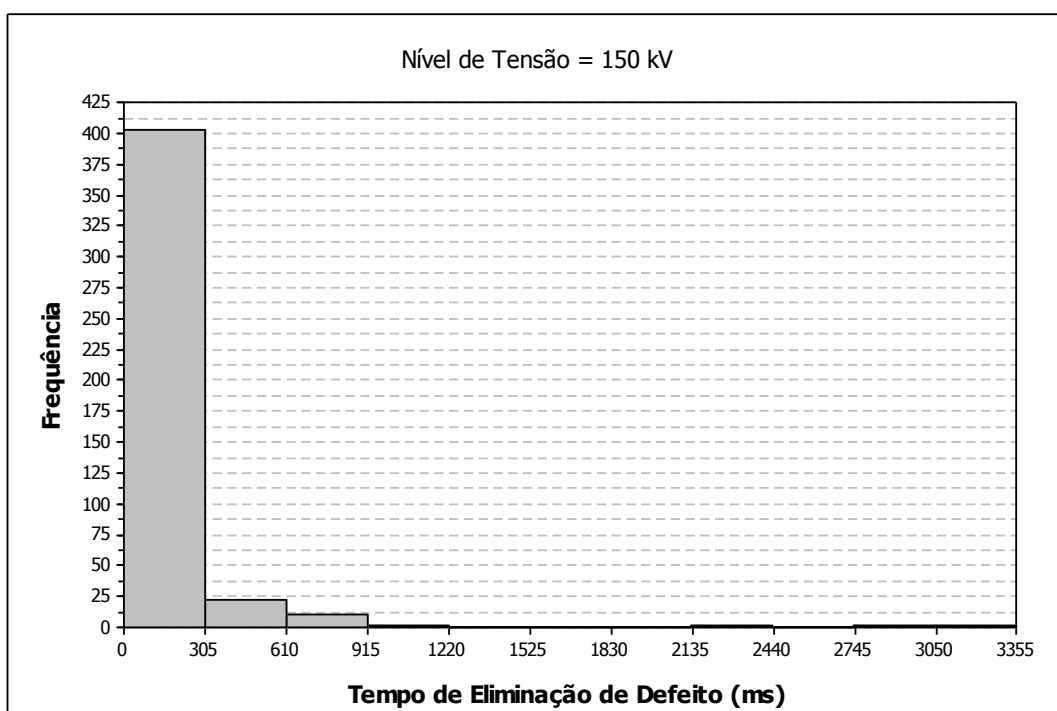


Figura 4.42 - Histograma do tempo de eliminação de defeito para 150 kV

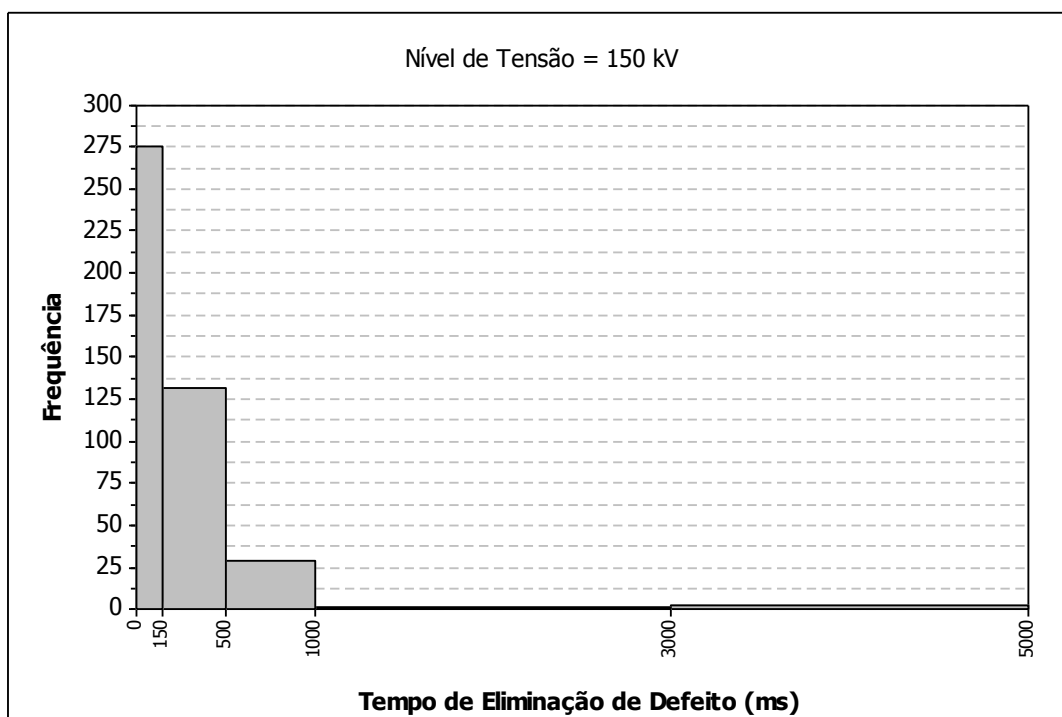


Figura 4.43 - Histograma do tempo de eliminação de defeito de acordo com horizontes temporais de interesse, estabelecidos no regulamento da rede de transporte para 150 kV

### 4.3.2.1 - Ajuste de Distribuição

Para  $N=449$  e  $\alpha=0.5$  o valor crítico a considerar para o teste de Kolmogorov-Smirnov será 0,0393. O melhor ajuste foi obtido para a distribuição de Fréchet com parâmetros  $\alpha=2$  e  $\beta=98$ .

Tabela 4.9 - Resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov

Intervalo (ms)		Frequência	Freq. Relativa	Frequência Relativa Acumulada		
				S (x)	F0 (x)	S(x) - F0(x)
0,00	150,00	284	0,6325	0,6325	0,6488	0,0163
150,00	500,00	133	0,2962	0,9287	0,9622	<b>0,0334</b>
500,00	1000,00	29	0,0646	0,9933	0,9904	0,0029
1000,00	3000,00	1	0,0022	0,9955	0,9989	0,0034
3000,00	5000,00	2	0,0045	1,0000	0,9996	0,0004
Total		449	1,0000			

A figura 4.44 explicita a relação entre as duas grandezas relevantes para o teste.

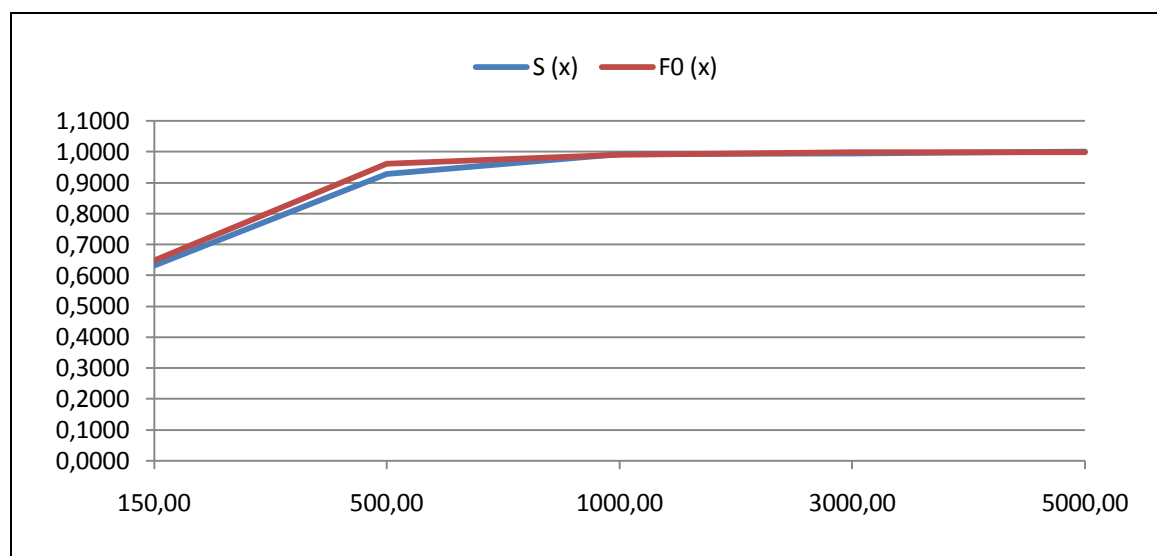
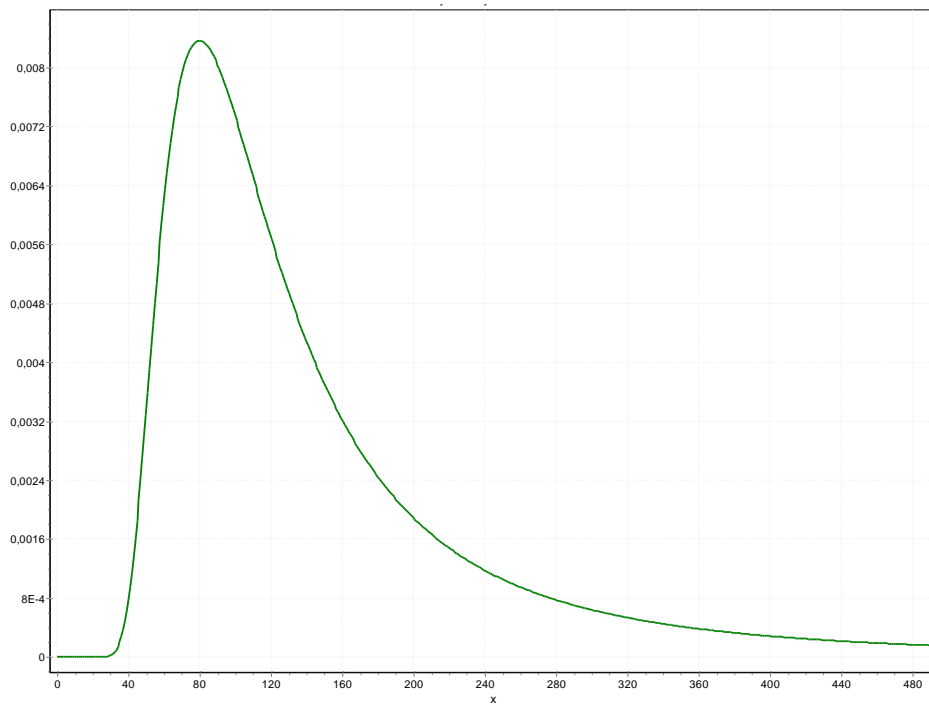


Figura 4.44 - Diferença entre  $S(x)$  e  $F_0(x)$  para tempo de eliminação de defeito (150 kV)

Na figura 4.45 pode ser vista a representação gráfica da distribuição de probabilidade de Fréchet com os parâmetros referidos.



**Figura 4.45** - Distribuição de Fréchet ( $\alpha=2$ ;  $\beta=98$ )

A função densidade de probabilidade que aproxima os dados é apresentada na equação (4.9),

$$f(x) = \frac{2}{98} \left( \frac{98}{x} \right)^3 e^{\left( -\left( \frac{98}{x} \right)^2 \right)}, \quad (4.9)$$

para  $0 < x < +\infty$ ,

já a função de distribuição é a indicada pela equação (4.10),

$$F(x) = e^{\left( -\left( \frac{98}{x} \right)^2 \right)}, \quad (4.10)$$

A representação gráfica da equação (4.10) é a apresentada na figura 4.46.

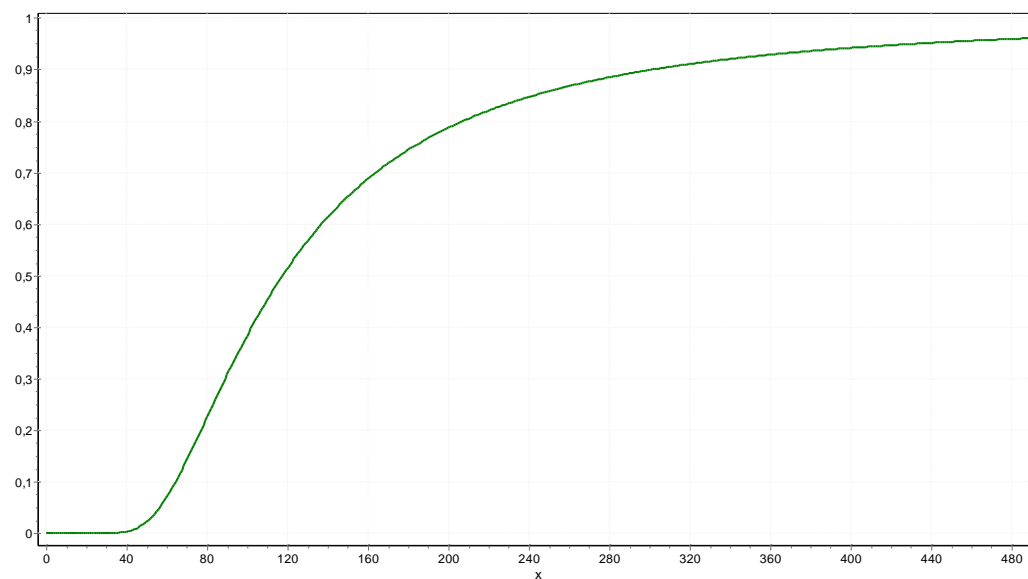


Figura 4.46 - Função de Distribuição de Fréchet ( $\alpha=2$ ;  $\beta=98$ )

#### 4.3.3 - Tempo de Eliminação de Defeito - 220 kV

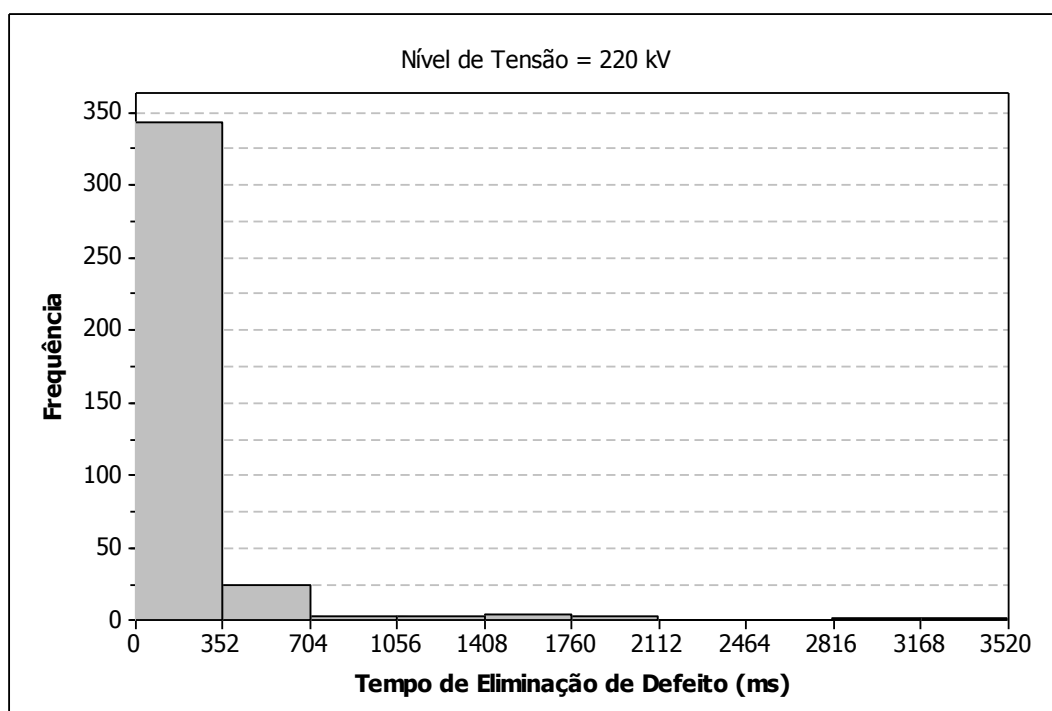


Figura 4.47 - Histograma do Tempo de Eliminação de Defeito para 220 kV



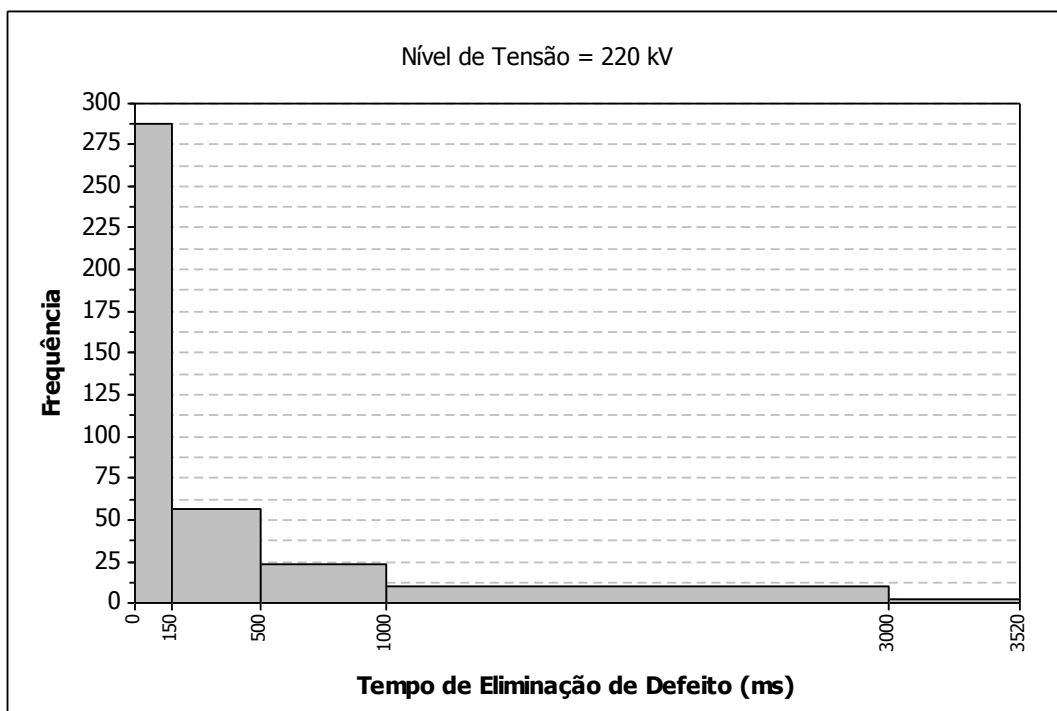


Figura 4.48 - Histograma do tempo de eliminação de defeito de acordo com horizontes temporais de interesse, estabelecidos no regulamento da rede de transporte para 220 kV

#### 4.3.3.1 - Ajuste de Distribuição

Para  $N=389$ , com recurso à equação (3.28), determinou-se que o valor crítico para o teste Kolmogorov-Smirnov é 0,0427. Com base neste valor identificou-se a distribuição de Weibull, com parâmetros  $\alpha=0.5$  e  $\beta=75$ , como sendo aquela que melhor ajuste proporciona aos tempos de eliminação de defeito para o nível de tensão de 220 kV.

Tabela 4.10 - Resultados do teste Kolmogorov-Smirnov

Intervalo (ms)		Frequência	Freq. Relativa	Frequência Relativa Acumulada		
				S (x)	F0 (x)	S(x) - F0(x)
0,00	150,00	297	0,7635	0,7635	0,7557	0,0078
150,00	500,00	57	0,1465	0,9100	0,9242	0,0142
500,00	1000,00	23	0,0591	0,9692	0,9740	0,0048
1000,00	3000,00	10	0,0257	0,9949	0,9982	0,0033
3000,00	5000,00	2	0,0051	1,0000	0,9997	0,0003
Total		389	1,0000			

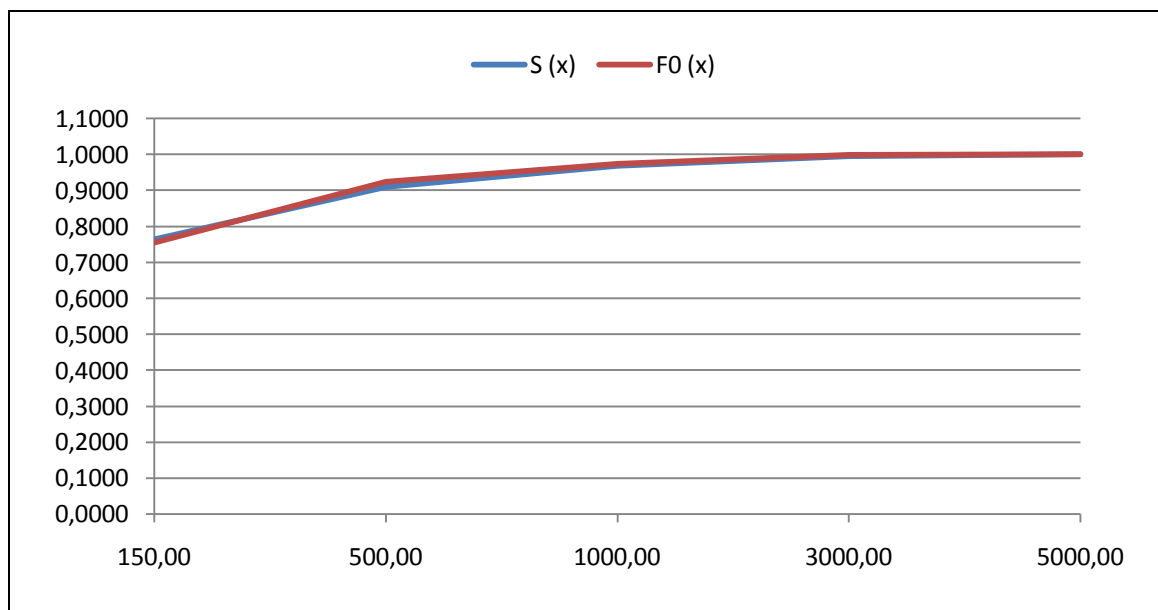


Figura 4.49 - Diferença entre  $S(x)$  e  $F_0(x)$  para tempo de eliminação de defeito (220 kV)

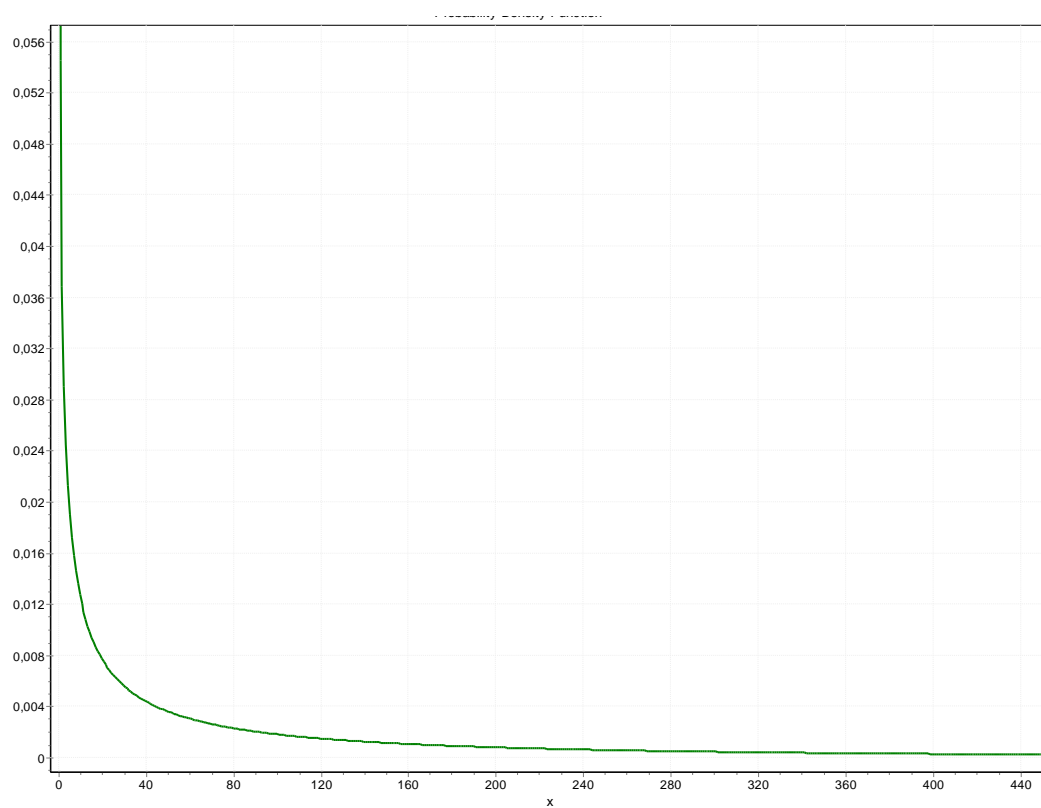


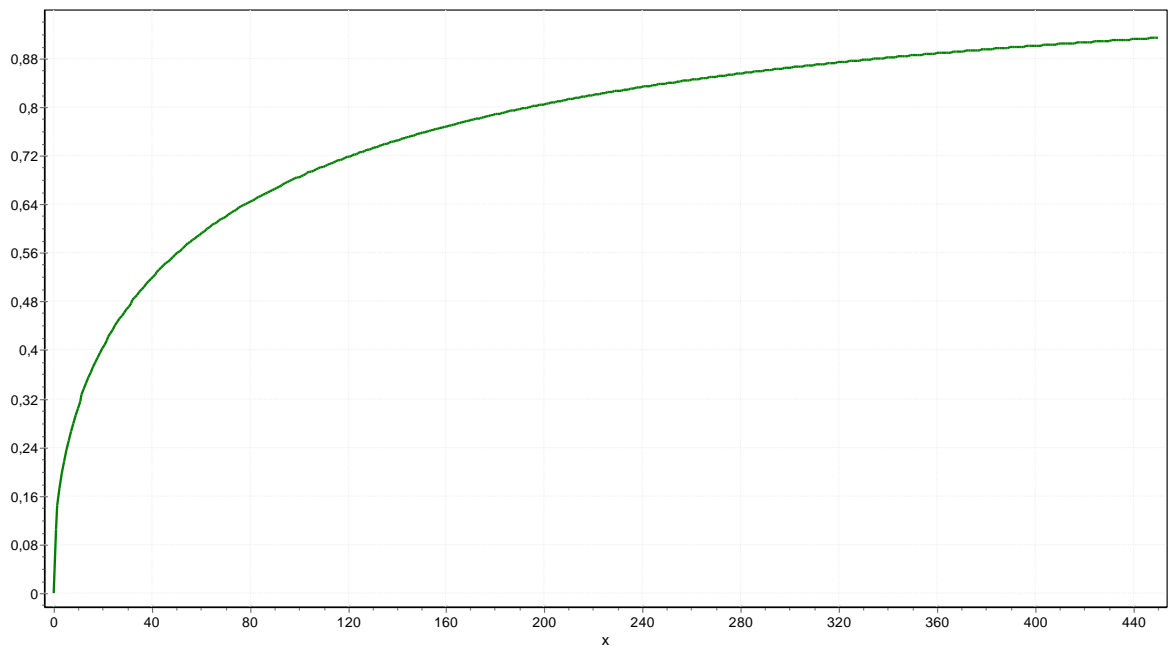
Figura 4.50 - Distribuição de Weibull ( $\alpha=0.5$ ;  $\beta=75$ )

A função densidade de probabilidade que aproxima os dados é a indicada pela equação (4.11). A função de distribuição é expressa pela equação (4.12) e está representada na figura 4.51,

$$f(x) = \frac{0.5}{75} \left( \frac{x}{75} \right)^{-0.5} e^{-\left( \frac{x}{75} \right)^{0.5}} \quad (4.11)$$

para  $0 < x < +\infty$

$$F(x) = 1 - e^{-\left( \frac{x}{75} \right)^{0.5}} \quad (4.12)$$



**Figura 4.51** - Função de Distribuição de Weibull ( $\alpha=0.5$ ;  $\beta=75$ )

## 4.3.4 - Tempo de Eliminação de Defeito - 400 kV

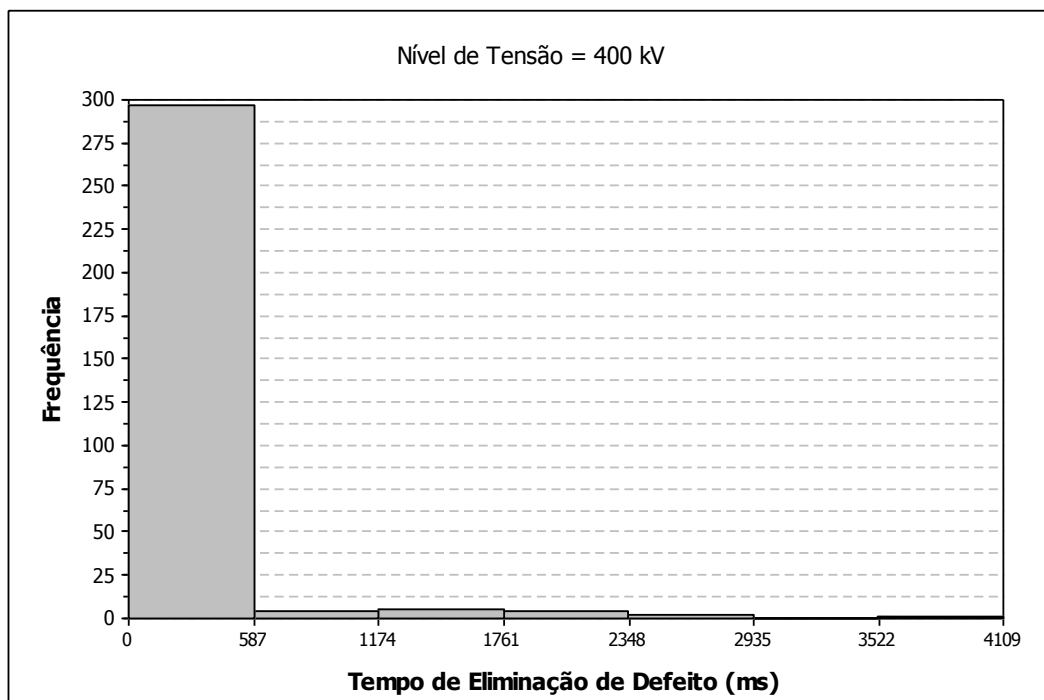


Figura 4.52 - Histograma do Tempo de Eliminação de Defeito para 400 kV

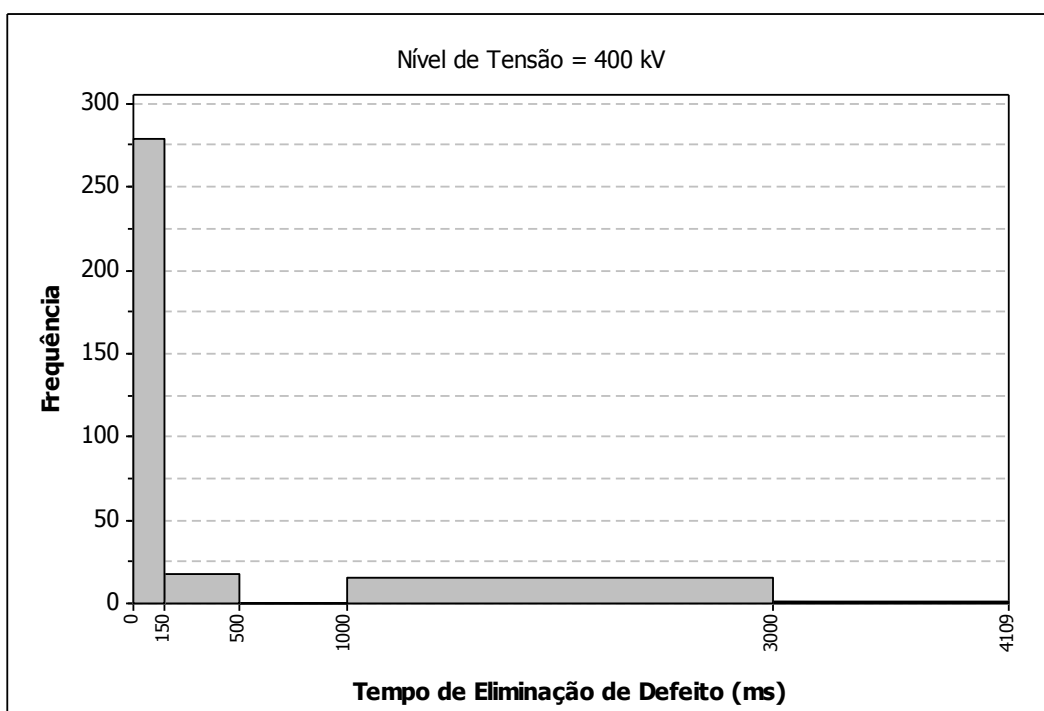


Figura 4.53 - Histograma alternativo do tempo de eliminação de defeito para 400 kV

#### 4.3.4.1 - Ajuste de Distribuição

Para  $N=323$ , o valor crítico a utilizar para o teste de Kolmogorov-Smirnov, dado pela equação (3.28), apresenta o valor de 0.0463. O ajuste mais adequado aos dados é dado pela distribuição de Weibull com parâmetros  $\alpha=0.4$  e  $\beta=27$ .

Tabela 4.11 - Resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov

Intervalo (ms)		Frequência	Freq. Relativa	Frequência Relativa Acumulada		
				S (x)	F0 (x)	S(x) - F0(x)
0,00	150,00	289	0,8947	0,8947	0,8620	0,0328
150,00	500,00	18	0,0557	0,9505	0,9597	0,0092
500,00	1000,00	0	0,0000	0,9505	0,9856	0,0351
1000,00	3000,00	15	0,0464	0,9969	0,9986	0,0017
3000,00	5000,00	1	0,0031	1,0000	0,9997	0,0003
Total		323	1,0000			

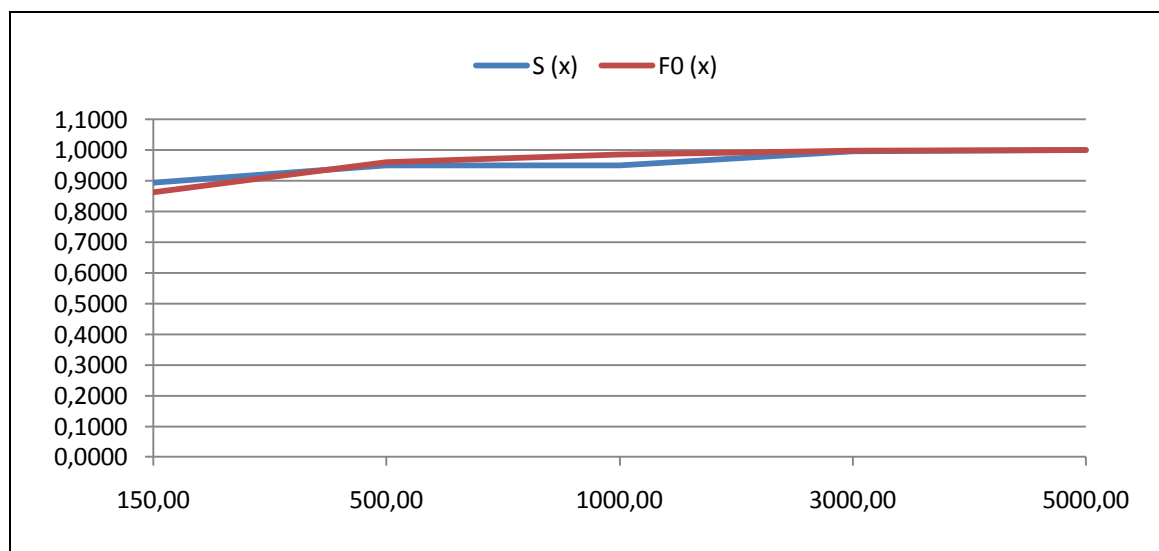
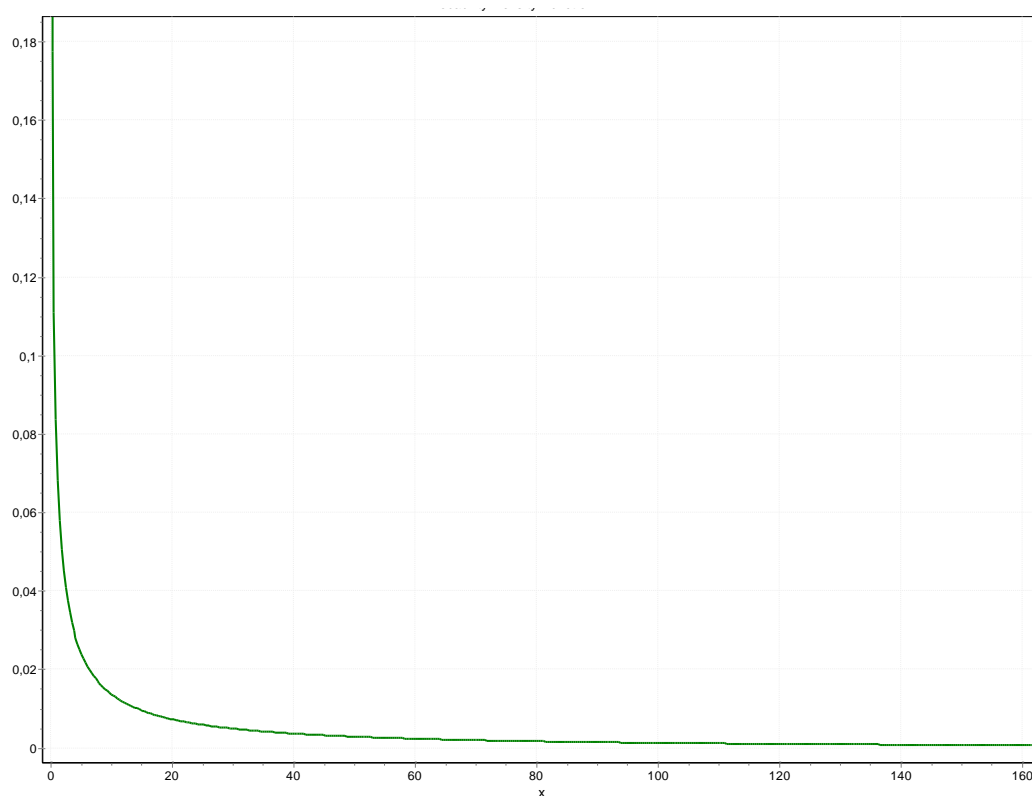


Figura 4.54 - Diferença entre  $S(x)$  e  $F_0(x)$  para tempo de eliminação de defeito (400 kV)

A figura 4.55 ilustra o traçado da distribuição de Weibull com os parâmetros previamente indicados. A figura 4.56 apresenta a função de distribuição para os parâmetros indicados.



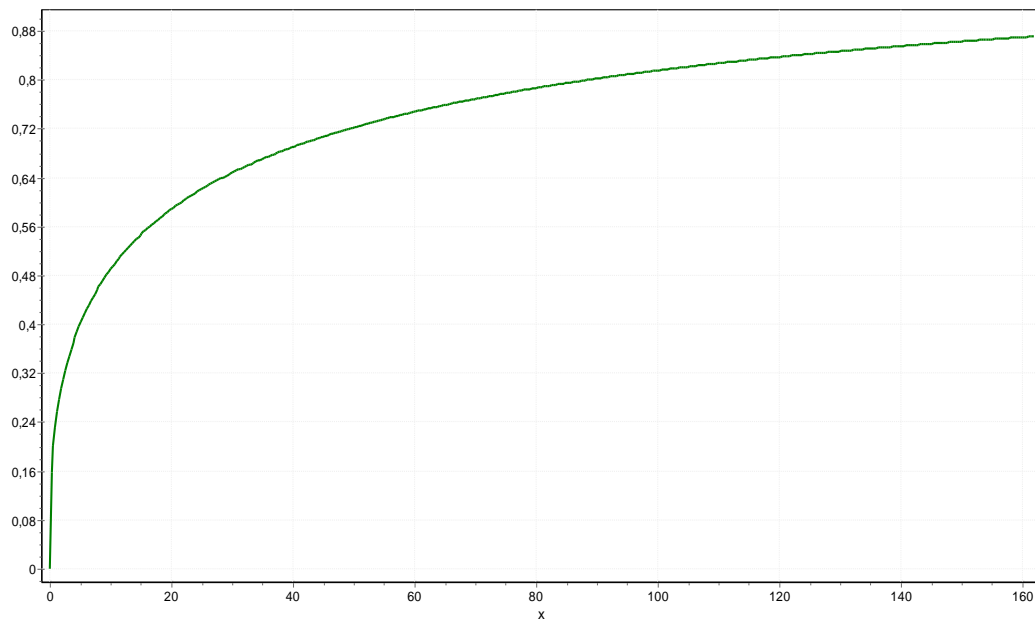
**Figura 4.55** - Distribuição de Weibull ( $\alpha=0,4$ ;  $\beta=27$ )

A função densidade de probabilidade que aproxima os dados é dada pela equação (4.13) e a respectiva função de distribuição é indicada na equação (4.14),

$$f(x) = \frac{0.4}{27} \left( \frac{x}{27} \right)^{-0.6} e^{-\left( \frac{x}{27} \right)^{0.4}} \quad (4.13)$$

para  $0 < x < +\infty$

$$F(x) = 1 - e^{-\left( \frac{x}{27} \right)^{0.4}} \quad (4.14)$$



**Figura 4.56** - Função de Distribuição de Weibull ( $\alpha=0,4$ ;  $\beta=27$ )

#### 4.4 - Correlação entre ocorrência de incidentes e temperatura ambiente máxima

Existem distintos factores que condicionam a capacidade de transporte dos condutores de energia da rede de transporte, seja a distância destes ao solo, o efeito Joule resultante da circulação de corrente, a radiação solar a que está exposto ou os níveis de vento no local.

Um condutor disposto em linha aérea está em contacto com o ar que o rodeia e com elementos que induzem desequilíbrios. Alguns tornam o condutor mais quente acumulando calor vindo do exterior e outros acabam por arrefecer o mesmo, dissipando o calor do cabo.

Nesta secção é feito um estudo da correlação entre a ocorrência de incidentes na RNT e a temperatura ambiente máxima registada no dia do incidente.

Antes desta análise, será evidenciada a forma como os condutores mais comuns utilizados na RNT são afectados pela temperatura ambiente (considera-se que os restantes factores que condicionam a capacidade de transporte são constantes), no que concerne à sua capacidade de transporte de energia.

#### 4.4.1 Condutores utilizados na RNT

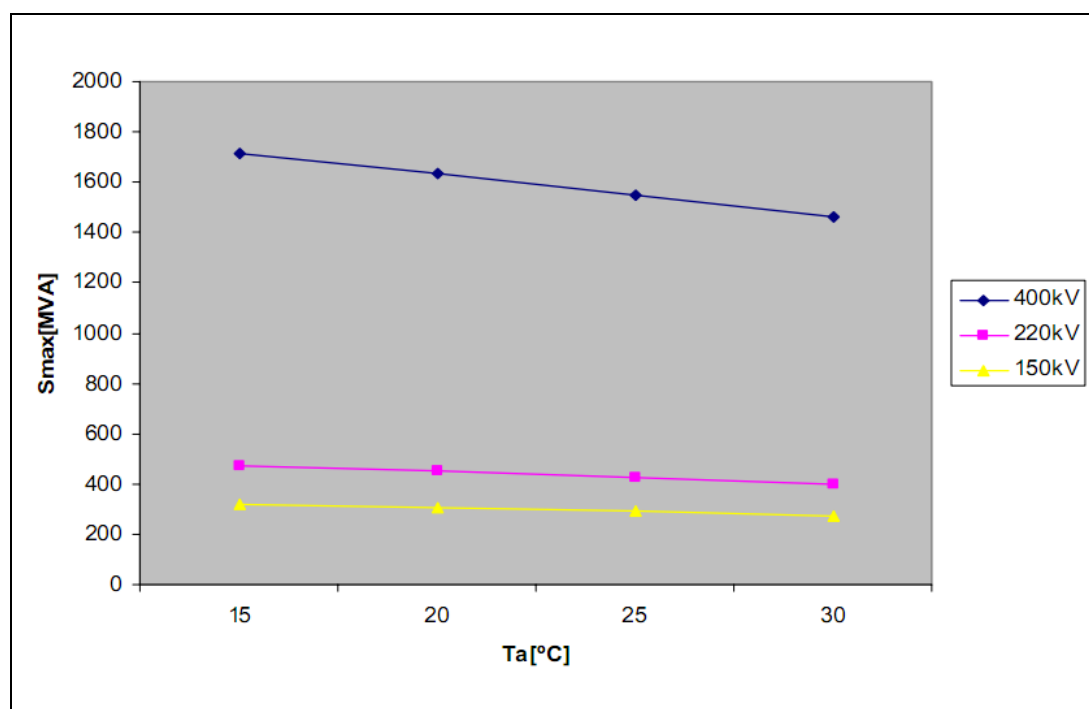
##### 4.4.1.1 - Zambeze

Este tipo de condutor é utilizado preferencialmente para as linhas de 400 kV em cabo duplo, embora também seja pontualmente utilizado para linhas de 150 e 220 kV. Em Janeiro de 2009, do total das linhas da RNT, 54 utilizavam este tipo de condutor.

**Tabela 4.12** - Efeito da temperatura ambiente na capacidade de transporte de energia, nos condutores do tipo Zambeze, por nível de tensão

Nível de Tensão (kV)	Nº condutores por fase	Temperatura Ambiente (°C)	$I_{\max}$ (A)	$S_{\max}$ (MVA)
400	2	15	2477	1716
		30	2107	1460
220	1	15	1239	472
		30	1053	401
150	1	15	1239	322
		30	1053	274

Na figura 4.57 é possível ver uma representação gráfica da variação da capacidade de transporte ( $S_{\max}$ ) com a variação da temperatura ambiente.



**Figura 4.57** - Capacidade de transporte ( $S_{\max}$ ) para os diferentes níveis de tensão



Constata-se que, em média, um aumento da temperatura ambiente de 15 para 30 graus centígrados conduz a uma redução de aproximadamente 15% de capacidade de transporte para este tipo de condutor.

A tabela 4.12 permite ainda verificar que em termos de correntes admissíveis, visto os parâmetros serem os mesmos para os três níveis de tensão (vento, radiação solar, temperatura ambiente e  $T_p$ ) esta apresenta sempre o mesmo valor. Só difere nos 400kV visto neste caso a linha ser dupla.

#### 4.4.1.2 - Zebra

Este tipo de condutor é mais utilizado para os níveis de tensão de 150 e 220 kV. Em Janeiro de 2009, existiam 26 linhas de 150 kV e 89 linhas de 220 kV da RNT constituídas por este tipo de condutor.

**Tabela 4.13** - Efeito da temperatura ambiente na capacidade de transporte de energia nos condutores do tipo Zebra, por nível de tensão

Nível de Tensão (kV)	Nº condutores por fase	Temperatura Ambiente (°C)	$I_{m\acute{a}x}$ (A)	$S_{m\acute{a}x}$ (MVA)
220	1	15	1057	275
		30	900	234
150	1	15	1057	403
		30	900	343

A figura 4.58 apresenta graficamente a redução na capacidade de transporte deste tipo de condutores.

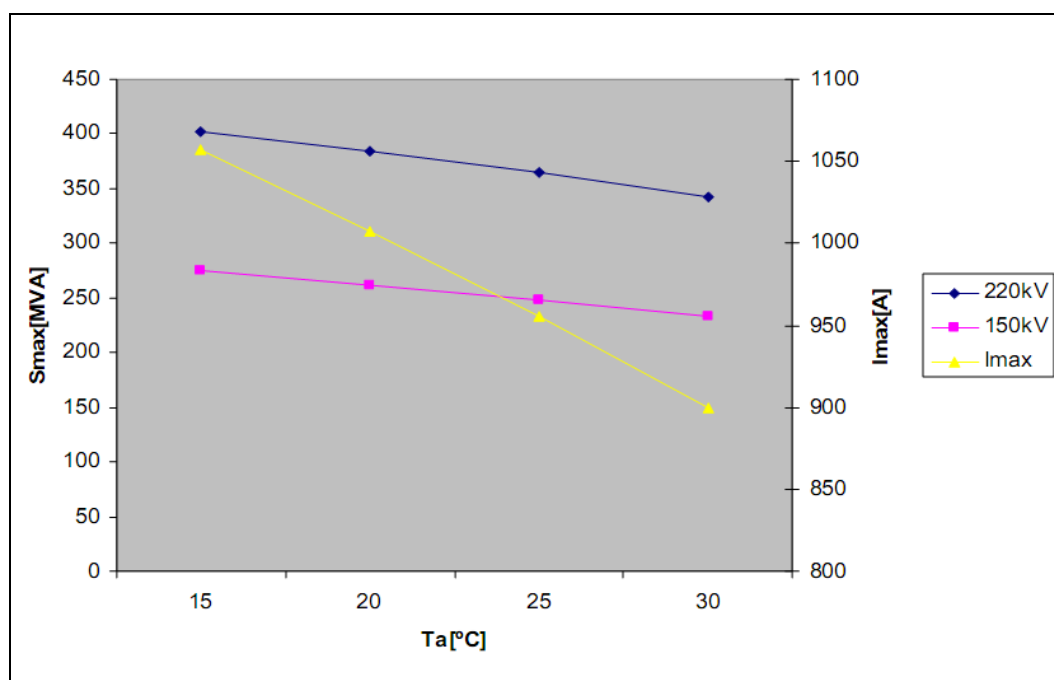


Figura 4.58 - Capacidade de transporte ( $S_{max}$ ) e  $I_{max}$  para os diferentes níveis de tensão

#### 4.4.1.2 - Bear

Condutor mais utilizado em linha de 150 kV. Em Janeiro de 2009, 53 linhas da RNT apresentavam este tipo de condutor.

Tabela 4.14 - Efeito da temperatura ambiente na capacidade de transporte de energia nos condutores do tipo Bear, por nível de tensão

Nível de Tensão (kV)	Nº condutores por fase	Temperatura Ambiente ( $^{\circ}C$ )	$I_{m\acute{a}x}$ (A)	$S_{m\acute{a}x}$ (MVA)
150	1	15	790	205
		30	674	175

A informação da tabela 4.14 pode ser visualizada mais claramente na figura 4.59.

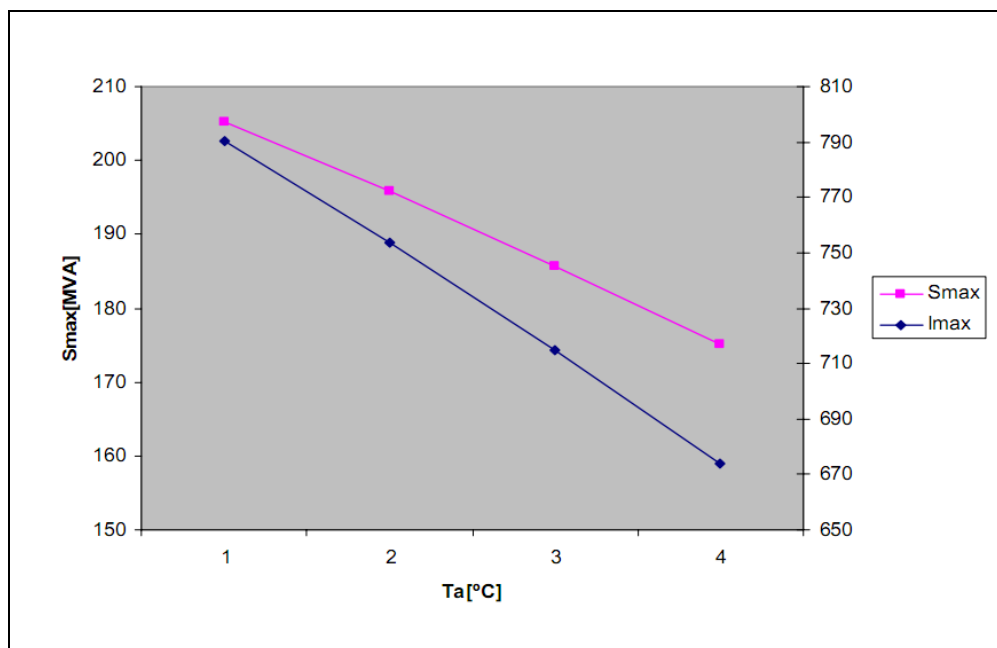


Figura 4.59 - Capacidade de transporte (Smax) e Imax para os diferentes níveis de tensão

Com base no que foi anteriormente descrito, é apropriada uma comparação entre os diferentes condutores, no que se refere à capacidade de transporte de energia em função da temperatura ambiente. Tal comparação está ilustrada na figura 4.60.

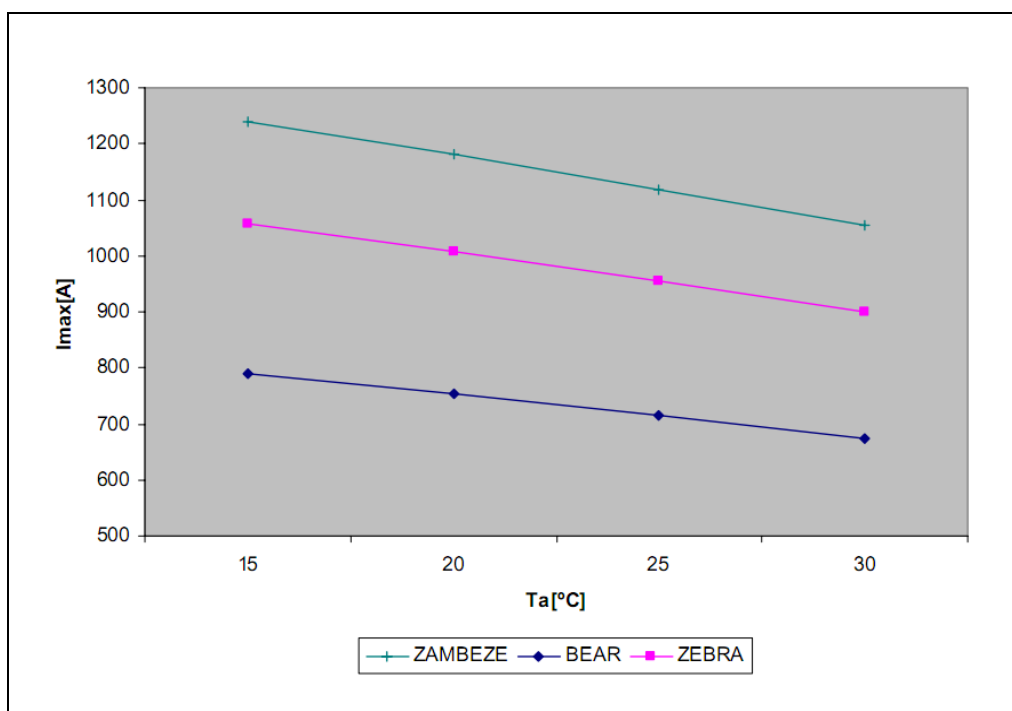


Figura 4.60 - Comparação das diferentes capacidades de transporte para os diferentes condutores em função da temperatura ambiente

Na figura 4.60 optou-se por utilizar o limite do cabo Zambeze, considerando apenas um condutor por fase, para melhor ser efectuada a comparação. Constata-se que as três rectas são quase paralelas, evidenciando uma redução similar nas capacidades de transporte dos diferentes cabos face a aumentos de temperatura ambiente equivalentes.

**Tabela 4.15-** Resumo das características mais importantes para a determinação da capacidade de transporte

	Diâmetro [mm]	Resistência Eléctrica a 20°C em DC [ $\Omega$ ]
Zambeze	31,8	0,0511
Zebra	28,6	0,0674
Bear	23,5	0,1093

O cabo Zambeze, ao apresentar uma resistência eléctrica menor, aliado ao facto de ser o cabo com maior secção, apresenta os melhores resultados em termos de capacidade de transporte.

Como a capacidade de transporte é resultado de uma conjugação de vários factores em que todos contribuem para o seu aumento ou diminuição, a principal necessidade para a sua determinação é exactamente saber como esses factores evoluem ao longo do tempo em que se pretende determinar a capacidade de transporte. Para isso existem várias metodologias, em que cada uma delas tende a visar uma dessas entradas na equação ou mesmo usando um raciocínio diferente, mas todos com o intuito de determinar, em tempo real, o valor das entradas/factores que podem desequilibrar o balanço térmico e assim provocar uma alteração na capacidade de transporte da linha.

#### 4.4.2 - Análise da Correlação

Para a análise do coeficiente de correlação adoptou-se o seguinte critério:

- A correlação entre factores é considerada fraca se o valor do coeficiente de correlação for inferior a 0.5;
- Existe correlação moderada se o valor for igual ou superior a 0.5 e inferior a 0.8;
- Valores do coeficiente de correlação iguais ou superiores a 0.8 evidenciam uma correlação forte entre os factores em consideração.

Na figura 4.61 é apresentada, para cada um dos níveis de tensão, a incidência de incidentes em função da temperatura máxima verificada no dia de ocorrência, para o caso dos elementos sede de defeito. Nas figuras 4.62 e 4.63 estão representados os dados relativos

a incidentes em elementos que saem de serviço como consequência de defeitos noutros componentes da rede e o total de ambos os tipos de elementos, respectivamente.

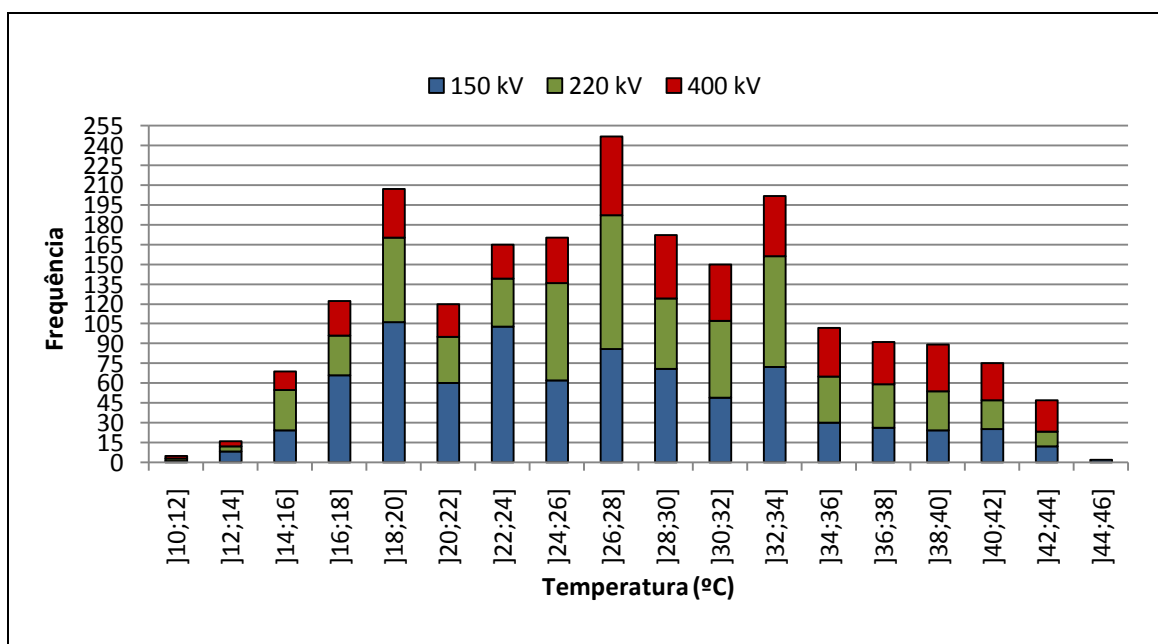


Figura 4.61 - Defeitos em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente, para elementos sede de defeito

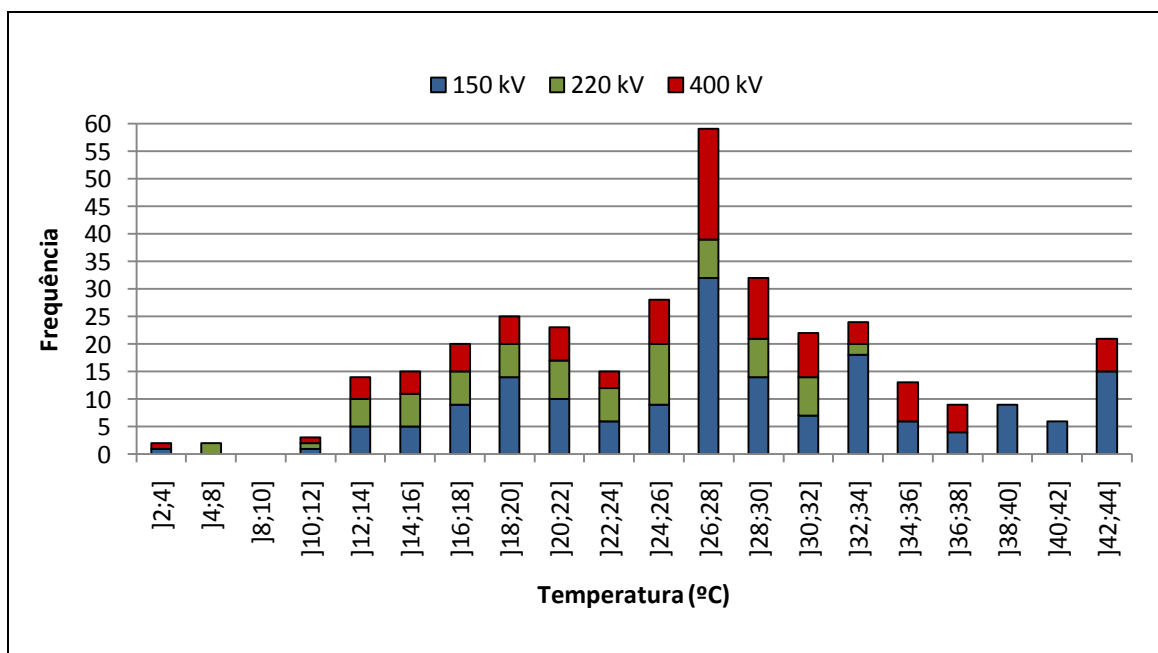
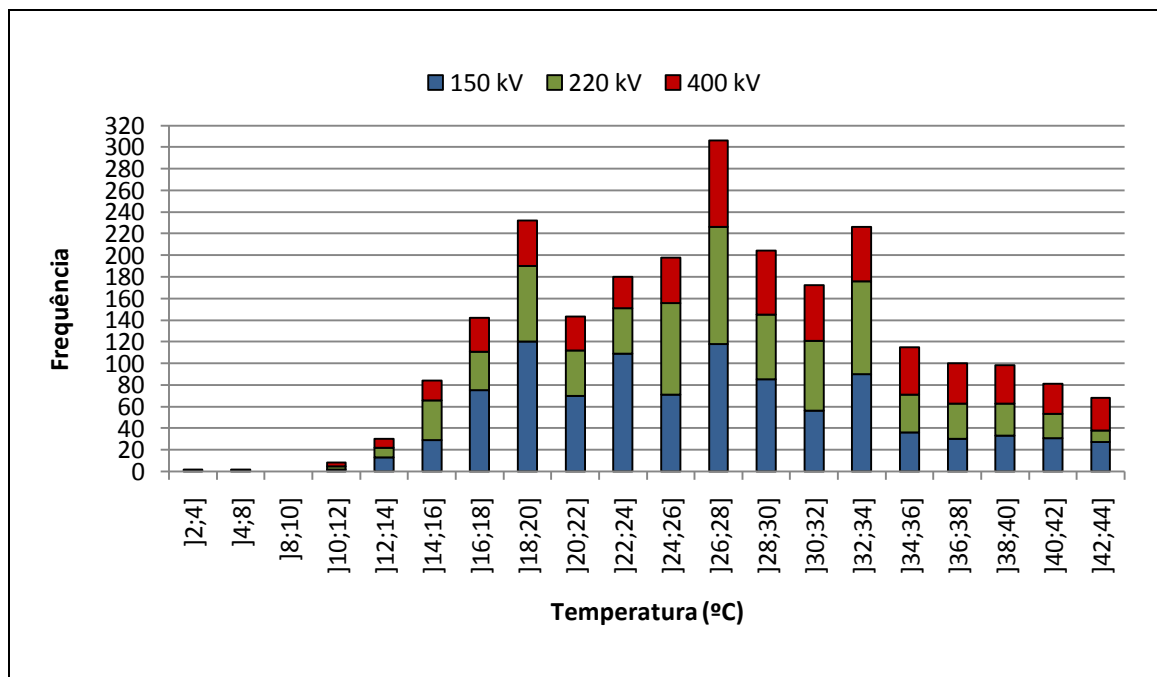


Figura 4.62 - Defeitos em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente, para elementos afectados



**Figura 4.63** - Defeitos em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente, para todos os elementos

Uma análise empírica das figuras 4.61 a 4.63 parece indicar que a correlação entre temperatura máxima e a ocorrência de incidentes não estará fortemente correlacionada já que em nenhuma das figuras referidas, a variação da temperatura, parece conduzir a uma alteração significativa do número de defeitos registados.

Analisando a correlação entre o número de ocorrências e a temperatura ambiente máxima verificada no dia do defeito obtêm-se os valores presentes na tabela 4.16.

**Tabela 4.16** - Correlação entre temperatura máxima e defeitos

	150 kV	220 kV	400 kV	Total
Ementos Origem	-24,75%	-3,50%	23,78%	-7,59%
Elementos Afectados	29,56%	-22,51%	15,35%	15,78%
Todos Elementos	15,16%	21,85%	44,85%	25,58%

O critério definido anteriormente para a classificação do coeficiente de correlação não deixa qualquer dúvida da existência de uma correlação fraca entre os factores considerados.

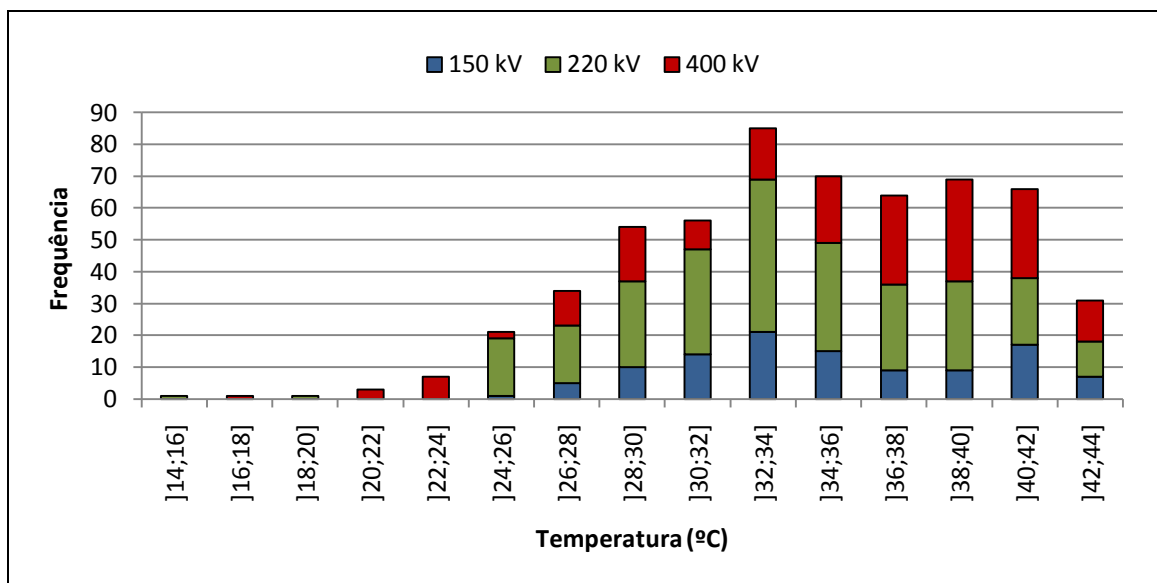
Começando pela análise da correlação considerando para cada nível de tensão todos os elementos (origem e afectados), constata-se que a correlação entre as variáveis é sempre

positiva, i.e., ao aumento de uma variável, em geral, corresponde o aumento da outra. Verifica-se também que o nível para o qual a correlação é mais forte é o dos 400 kV.

Pelo contrário, se forem considerados apenas os elementos origem, exceptuando o nível de 400 kV, a correlação entre as variáveis é sempre negativa. Para o caso dos elementos afectados, a excepção será o nível de 220 kV onde se obtém correlação negativa. Em geral, verifica-se que a correlação entre os dois factores é mais significativo no caso de elementos afectados do que em elementos origem.

Apesar da primeira avaliação da correlação não fazer qualquer distinção entre as causas do defeito, será apropriado avaliar os coeficientes de correlação em função não só da temperatura ambiente máxima registada, mas também em função da causa que esteve na origem do defeito. No que se segue serão apresentados os valores globais, i.e., não será tido em conta se o elemento foi, ou não, sede de defeito. Serão apenas analisadas as causas mais numerosas (com mais de 100 ocorrências) já que à medida que o número de valores em estudo diminui, a avaliação da correlação se torna menos significativa.

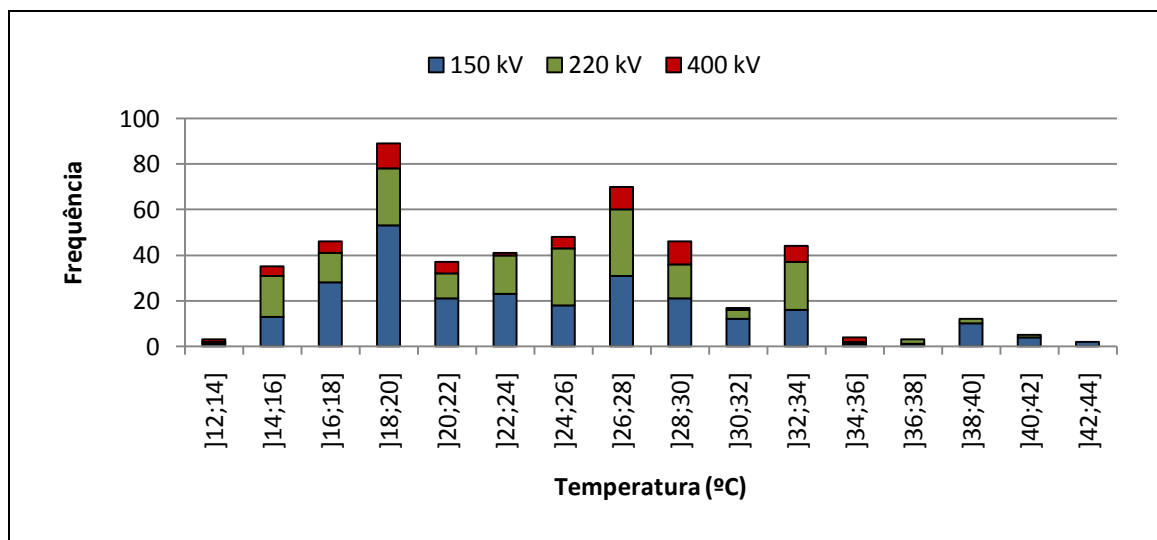
#### 4.4.2.1 - Causa C9



**Figura 4.64** - Defeitos originados por incêndios em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente

À primeira vista, para defeitos causados por incêndios, parece existir uma correlação mais acentuada do que a vista anteriormente. Este facto está de acordo com o senso comum, já que será de esperar que a frequência de ocorrência de incêndios esteja associada ao aumento da temperatura ambiente.

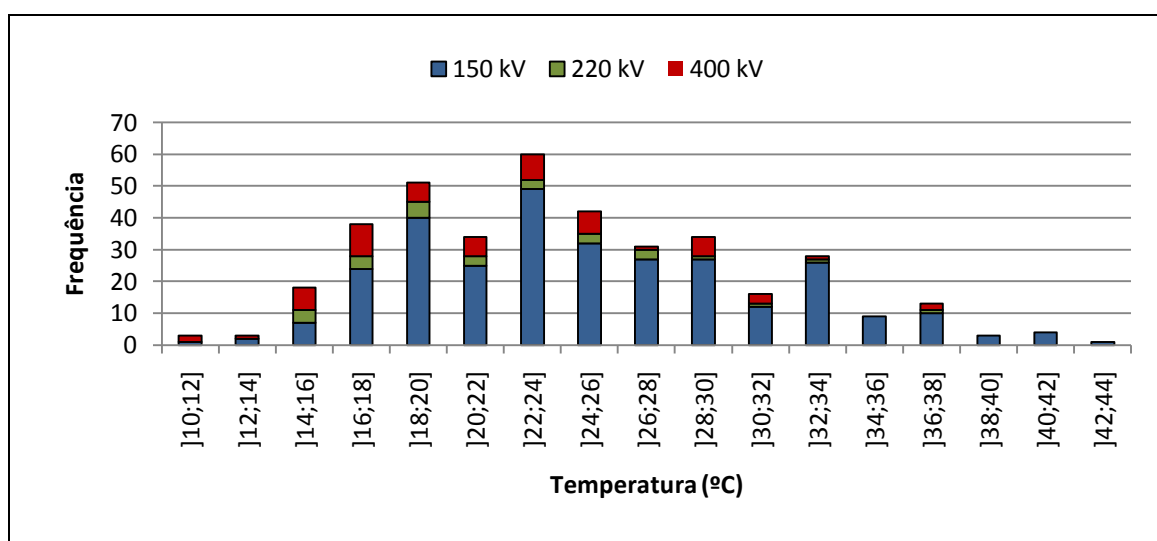
## 4.4.2.2 - Causa C1



**Figura 4.65** - Defeitos originados por descargas atmosféricas em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente

No caso das descargas atmosféricas, apesar de existir uma maior incidência destas durante os meses de verão, a associação mais importante não será com a temperatura ambiente (há que ter em consideração, por exemplo, o nível de humidade do ar).

## 4.4.2.3 - Causa C5



**Figura 4.66** - Defeitos originados por cegonhas em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente



## 4.4.2.4 - Causa C2

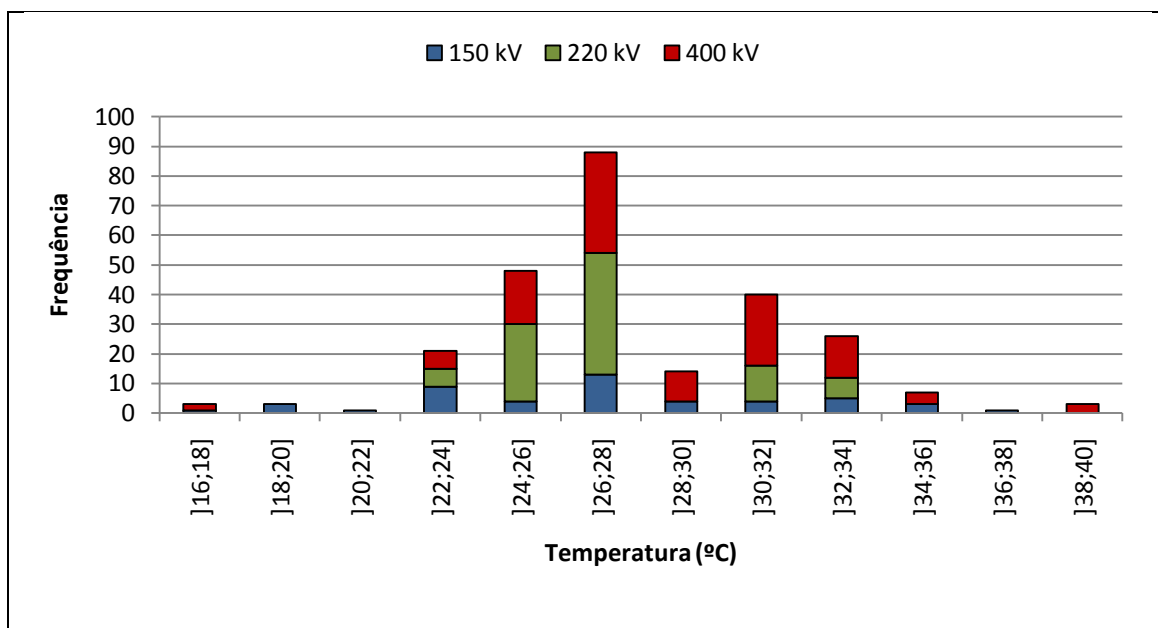


Figura 4.67 - Defeitos originados por Nevoeiro, neblina ou poluição em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente

## 4.4.2.5 - Causa C34

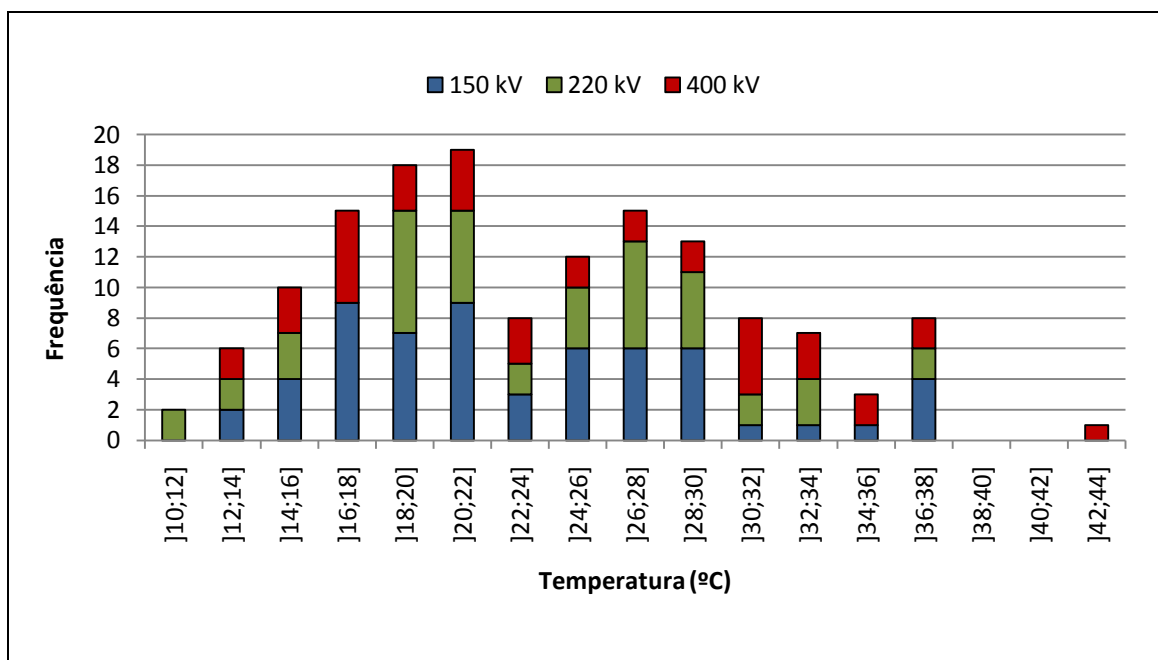


Figura 4.68 - Defeitos originados por outras causas desconhecidas em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente

## 4.4.2.6 - Causa C33

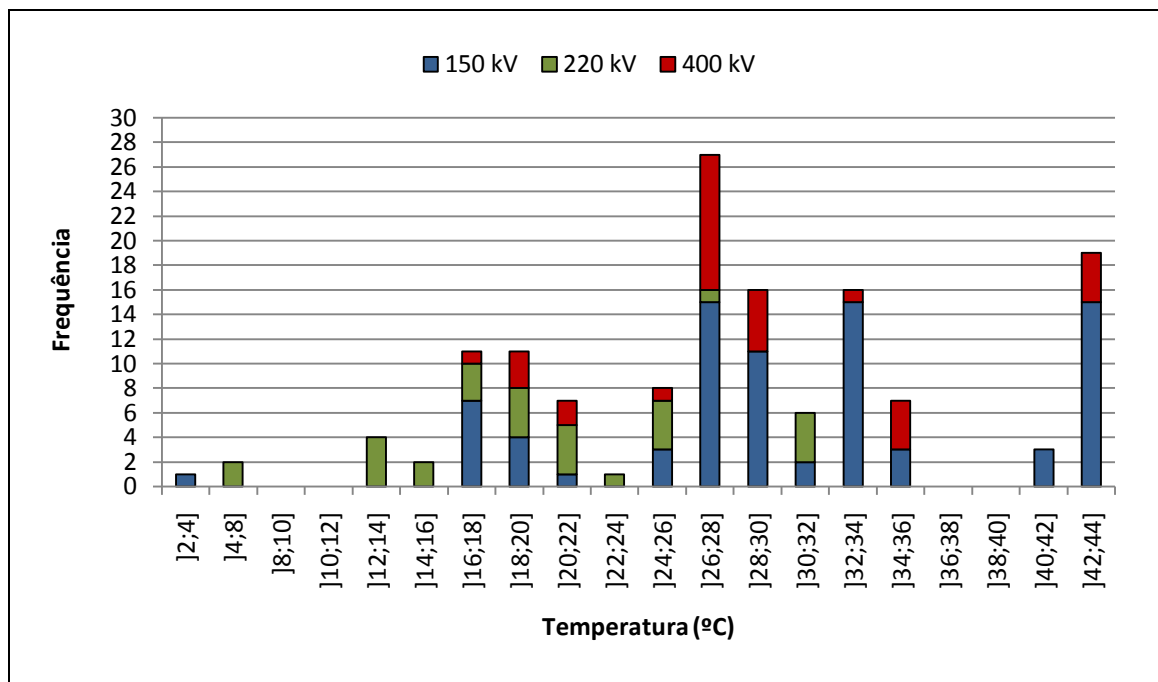


Figura 4.69 - Defeitos originados por outras causas conhecidas em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente

## 4.4.2.7 - Causa C27

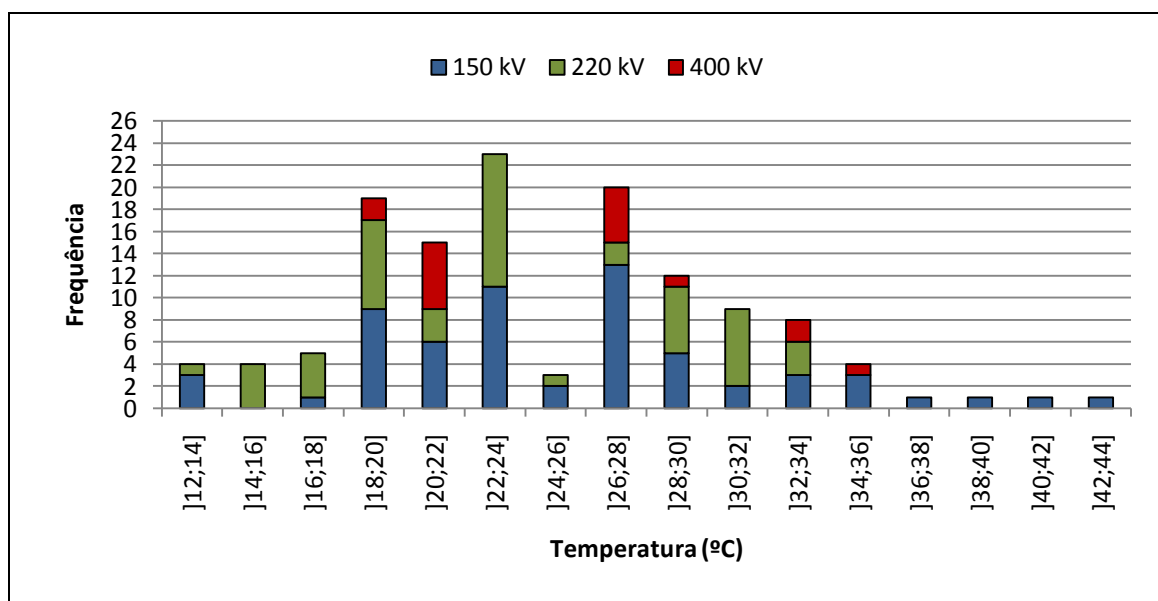
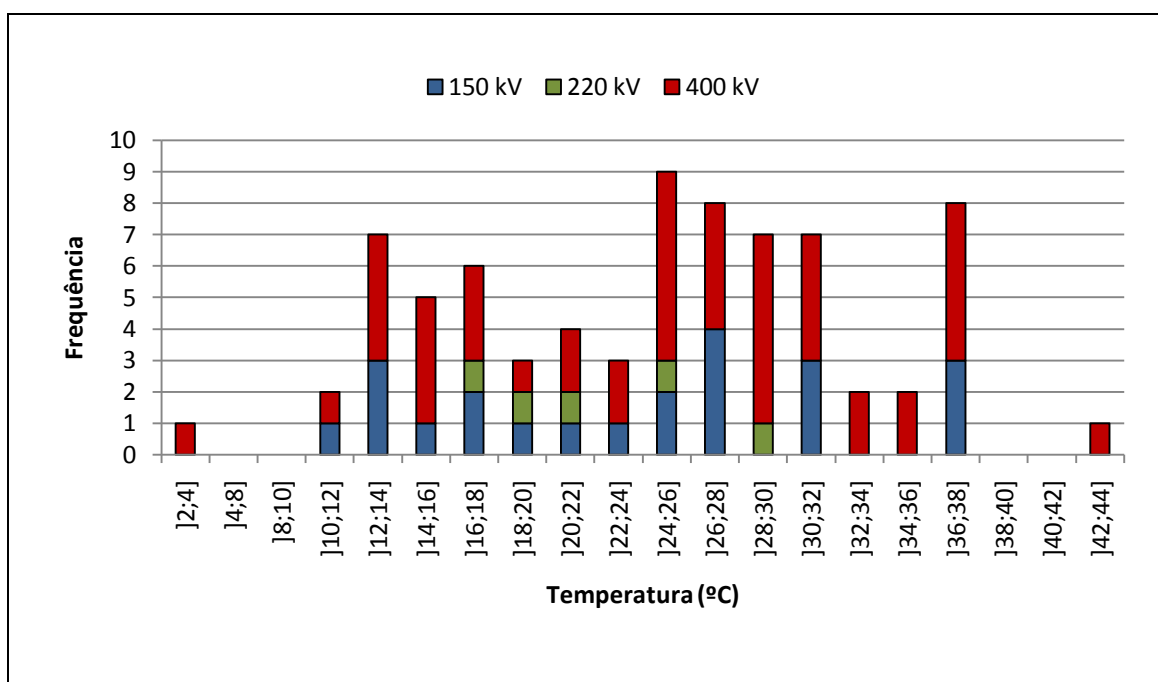


Figura 4.70 - Defeitos originados por sistemas de protecção em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente

## 4.4.2.8 - Causa C14



**Figura 4.71** - Defeitos originados por características intrínsecas a outras redes em função da temperatura ambiente máxima no dia do incidente

A figura 4.72 ilustra os diferentes valores obtidos para o coeficiente de correlação para os diferentes níveis de tensão para cada uma das causas de defeito vistas anteriormente.

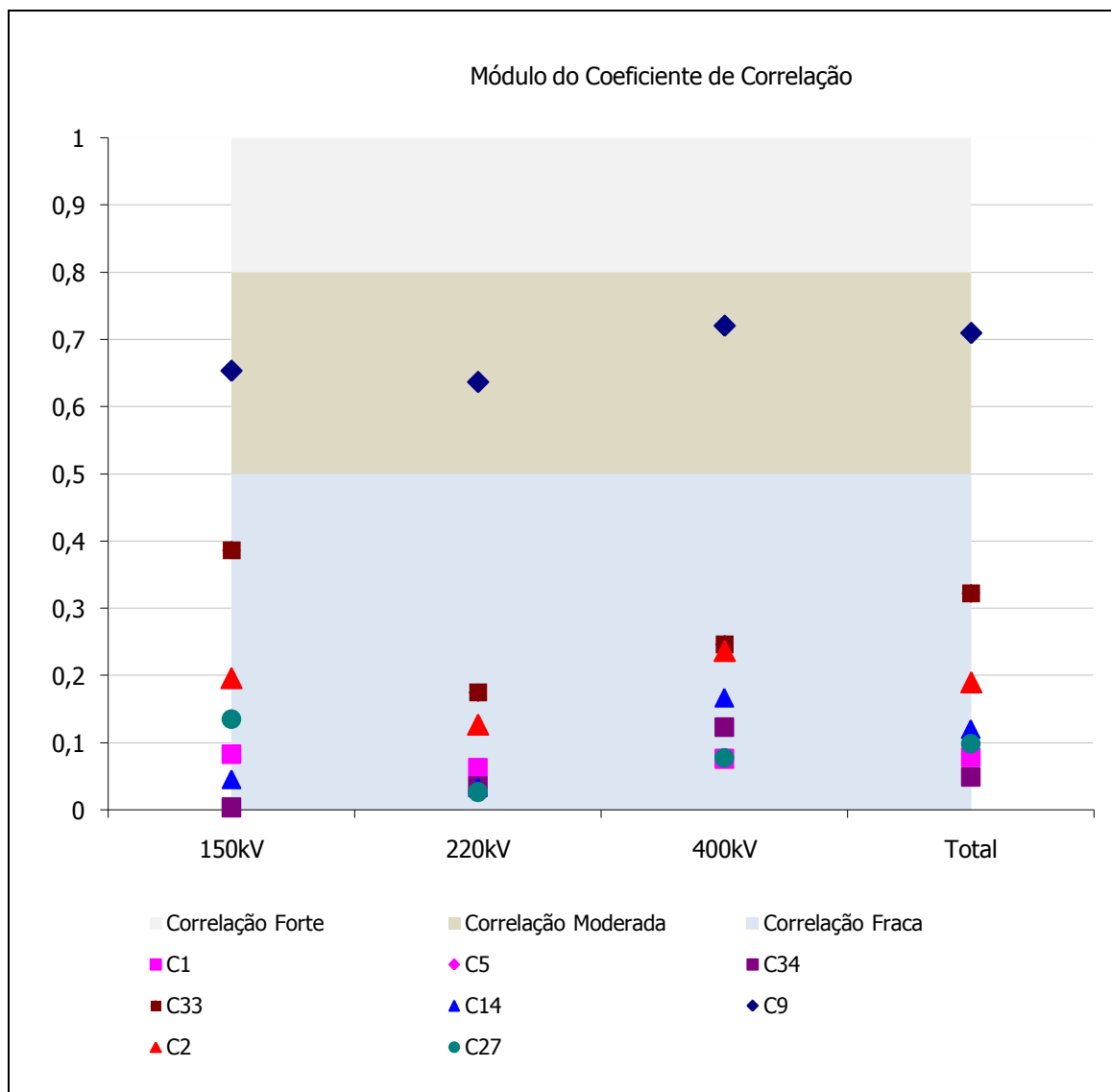


Figura 4.72 - Correlação para as diferentes causas de defeito

Facilmente se constata que a única causa de defeito para a qual existe uma correlação não fraca entre a temperatura ambiente máxima e o número de defeitos, são os incêndios. Faz todo o sentido já que, em geral, a ocorrência de incêndios estará fortemente ligada a valores mais elevados de temperatura ambiente. Tal facto está claramente exposto na figura 14 onde se pode ver que a grande maioria dos valores se encontra à direita dos 24°C de temperatura ambiente. Quanto às restantes causas de defeito, as figuras 4.65 a 4.71 deixam claro que não se assiste a uma alteração significativa do número de defeitos à medida que a temperatura varia.

## 4.5 - Correlação entre a indisponibilidade forçada de equipamentos da rede na sequência de incidentes e ocorrência de incidentes

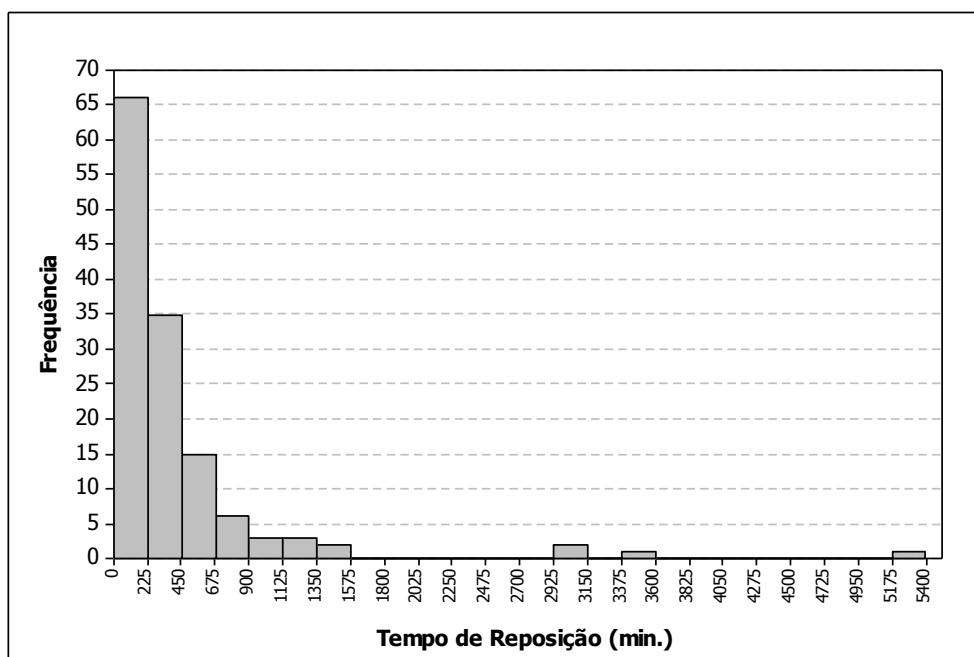
Foi avaliada a correlação entre a indisponibilidade forçada de elementos da rede na sequência de incidentes (seja para reparação, substituição ou para a criação de condições de segurança, por exemplo, para permitir combate a incêndio próximos dos equipamentos) e a ocorrência de incidentes. A análise foi feita para linhas aéreas, e para barramentos e transformadores, agrupados.

### 4.5.1 - Linhas Aéreas

**Tabela 4.17** - Estatísticas descritivas para tempos de reposição de linhas aéreas com indisponibilidade forçada na sequência de incidente (em minutos)

Média	416,05
Mediana	225,98
Desvio Padrão	678,01
Variância	459690,9
Skewness	4,69
Kurtosis	26,82
N.º de Observações	134

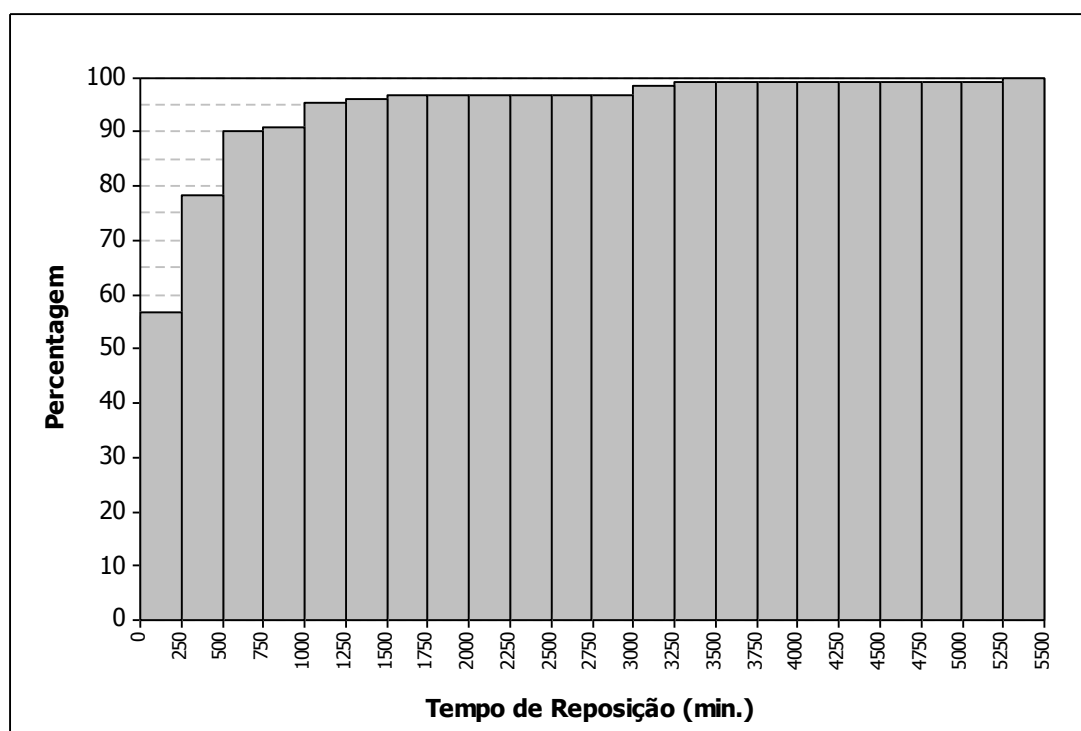
Constata-se que as indisponibilidades forçadas em linhas originam um tempo médio de reposição da ordem dos 416 minutos, ou seja, aproximadamente 7 horas.



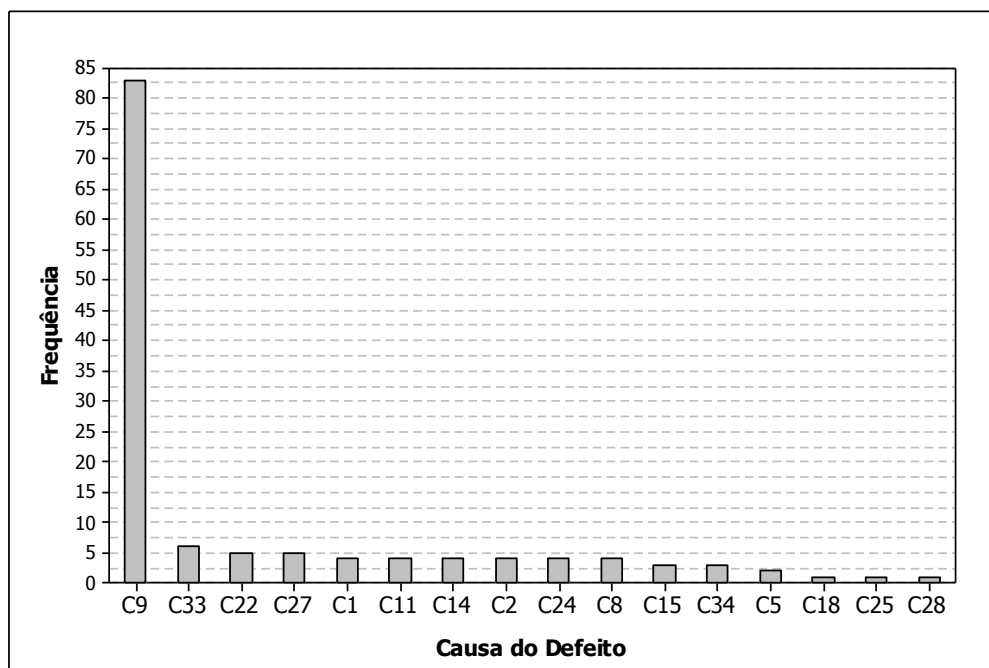
**Figura 4.73** - Histograma de tempo de reposição na sequência de trabalhos

A figura 4.73 explicita o facto de 99.97% das linhas que permanecem fora de serviço após incidente serem repostas em tempos inferiores a 1575 minutos (aproximadamente 26 horas). A figura 4.74 apresenta a função acumulada dos tempos de reposição. Constatase que mais de metade das linhas é colocada em serviço em tempo igual ou inferior a 250 minutos (aproximadamente 4 horas) e cerca de 90 % das linhas já foram repostas em tempo igual ou inferior a aproximadamente 12 horas.

Uma análise da figura 4.75 evidencia claramente qual a principal causa de indisponibilidades forçadas, os incêndios. Na maioria dos casos de incêndio, uma linha é colocada fora de serviço para que seja possível o combate ao incêndio, ou seja, a linha poderá ser reposta em serviço assim que este seja controlado. Este facto justifica a reposição dos elementos em algumas horas, já que não é expectável que a acção de combate ao incêndio se prolongue por tempos muito elevados, salvo em situações excepcionais. Quanto aos tempos superiores a 750 minutos, ficam a dever-se principalmente às restantes causas e à possível necessidade de reparação ou substituição de componentes.

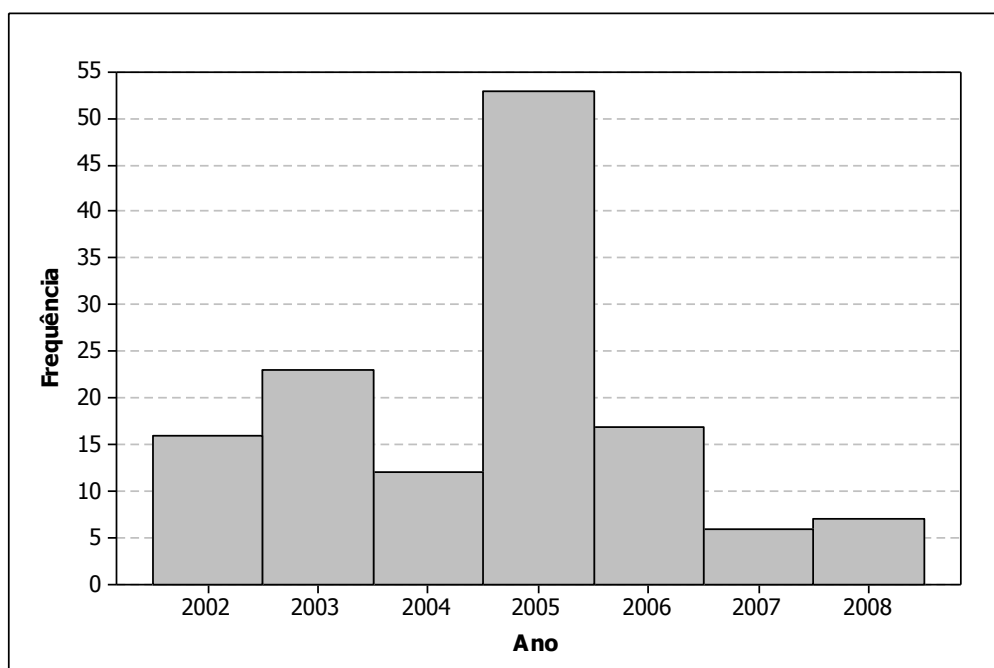


**Figura 4.74** - Frequência acumulada dos tempos de reposição



**Figura 4.75** - Frequência de indisponibilidades forçadas na sequência de incidente, em função da causa do defeito

Como já fora referido, a principal causa de indisponibilidades forçadas são os incêndios, representando aproximadamente 63% dos casos em linhas aéreas. Como se pode avaliar, as restantes causas apresentam em média apenas cinco ocorrências.



**Figura 4.76** - Frequência de indisponibilidades forçadas em linhas aéreas, por ano

Dada a prevalência de incêndios em 2005, bem como o seu papel pivotal para as indisponibilidades forçadas, facilmente se interpreta a figura 4.76, particularmente se comparada com a figura 2.6.

Os valores obtidos para o coeficiente de correlação são apresentados em seguida, para cada um dos diferentes níveis de tensão e, para o seu conjunto, em função da causa de defeito.

**Tabela 4.18** - Coeficientes de correlação para o nível de 150 kV

<b>150 kV</b>	<b>C34</b>	<b>C25</b>	<b>C27</b>	<b>C11</b>	<b>C30</b>	<b>C1</b>	<b>C5</b>
	19,48%	16,87%	14,98%	13,67%	12,09%	11,76%	10,65%
	<b>C16</b>	<b>C9</b>	<b>C2</b>	<b>C24</b>	<b>C31</b>	<b>C14</b>	<b>C33</b>
	9,91%	8,56%	7,91%	2,42%	0,73%	0,50%	0,19%

**Tabela 4.19** - Coeficientes de correlação para o nível de 220 kV

<b>220 kV</b>	<b>C33</b>	<b>C21</b>	<b>C27</b>	<b>C9</b>	<b>C28</b>	<b>C5</b>	<b>C15</b>	<b>C11</b>
	18,74%	12,22%	10,45%	10,10%	8,34%	7,87%	7,65%	5,04%
	<b>C14</b>	<b>C34</b>	<b>C1</b>	<b>C24</b>	<b>C2</b>	<b>C30</b>	<b>C8</b>	<b>C22</b>
	4,68%	3,94%	3,07%	2,93%	2,74%	1,32%	0,56%	0,16%

**Tabela 4.20** - Coeficientes de correlação para o nível de 400 kV

<b>400 kV</b>	<b>C22</b>	<b>C9</b>	<b>C34</b>	<b>C14</b>	<b>C24</b>	<b>C11</b>	<b>C2</b>
	14,27%	13,94%	12,42%	8,30%	7,83%	7,78%	7,41%
	<b>C18</b>	<b>C27</b>	<b>C5</b>	<b>C1</b>	<b>C8</b>	<b>C33</b>	<b>C30</b>
	6,88%	6,55%	6,13%	4,30%	2,79%	0,65%	0,06%

**Tabela 4.21** - Coeficientes de correlação para os três níveis de tensão (agrupados)

<b>Total</b>	<b>C25</b>	<b>C9</b>	<b>C27</b>	<b>C21</b>	<b>C22</b>	<b>C16</b>	<b>C28</b>	<b>C15</b>	<b>C18</b>	<b>C2</b>
	16,87%	15,10%	14,32%	12,22%	11,04%	9,91%	8,34%	7,65%	6,88%	6,07%
	<b>C30</b>	<b>C24</b>	<b>C1</b>	<b>C5</b>	<b>C14</b>	<b>C34</b>	<b>C8</b>	<b>C11</b>	<b>C33</b>	<b>C31</b>
	6,03%	5,10%	5,01%	4,76%	3,83%	3,28%	2,10%	1,50%	1,38%	0,73%



Em todos os casos, a correlação é fraca (sempre inferior a 20%). Na sequência de saída de serviço de elementos e, em particular, aqueles cujo tempo de reposição se prevê ser elevado, procede-se à alteração da configuração da rede para o cumprimento do critério de segurança “N-1”. A partir do instante em que esta reconfiguração é realizada, a indisponibilidade forçada do elemento torna-se pouco significativa. A figura 4.77 apresenta graficamente o módulo do coeficiente de correlação para as causas de defeito mais relevantes.

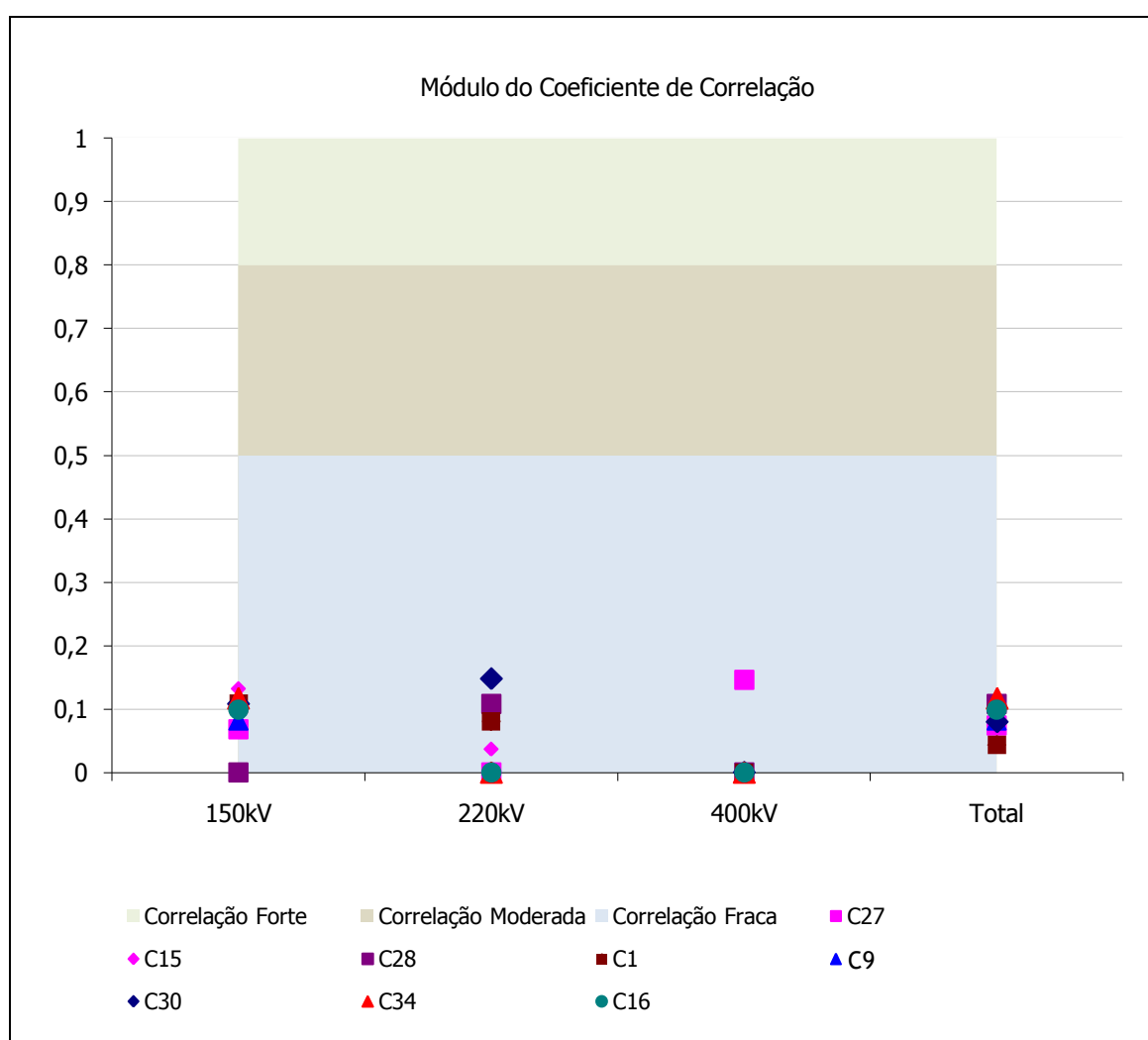
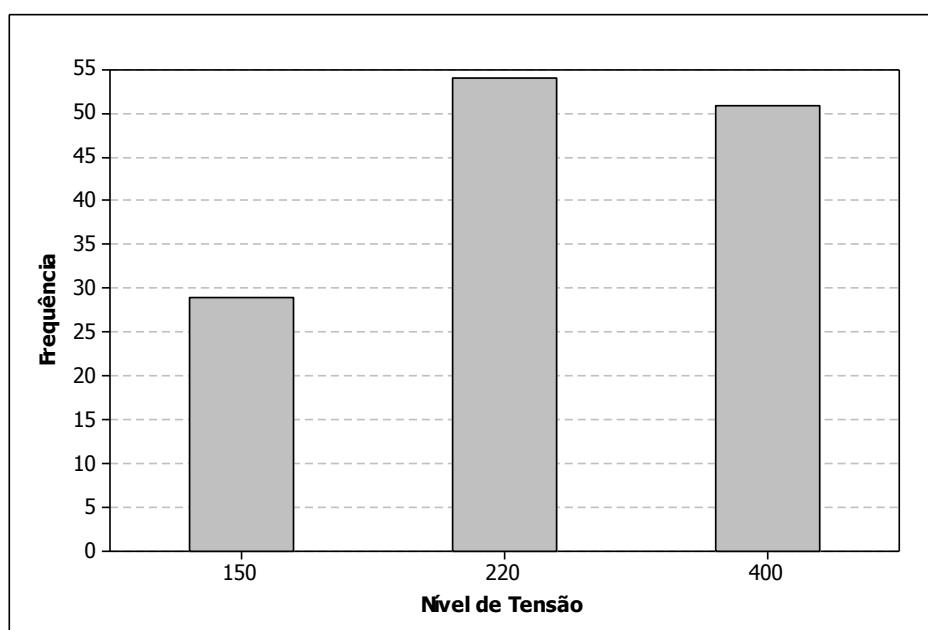


Figura 4.77 - Correlação para as diferentes causas de defeito

Dado que se viu anteriormente que o número de defeitos é decrescente com o aumento do nível de tensão, será avaliada a indisponibilidade forçada de elementos na sequência de defeitos, para os níveis de 150 kV, 220 kV e 400 kV. A distribuição das indisponibilidades em função do nível de tensão pode ser visualizada na figura 4.78.



**Figura 4.78** - Frequência de indisponibilidades forçadas na sequência de incidentes, por nível de tensão

A figura 4.78 evidencia o facto de, apesar de a maioria dos defeitos ocorrer para o nível de 150 kV, as indisponibilidades forçadas afectam sobretudo os níveis de tensão mais elevados. Dado que a principal causa de indisponibilidades forçadas é a ocorrência de incêndios, pode deduzir-se que o efeito sobre os distintos níveis de tensão estará relacionado principalmente com a localização geográfica das linhas aéreas.

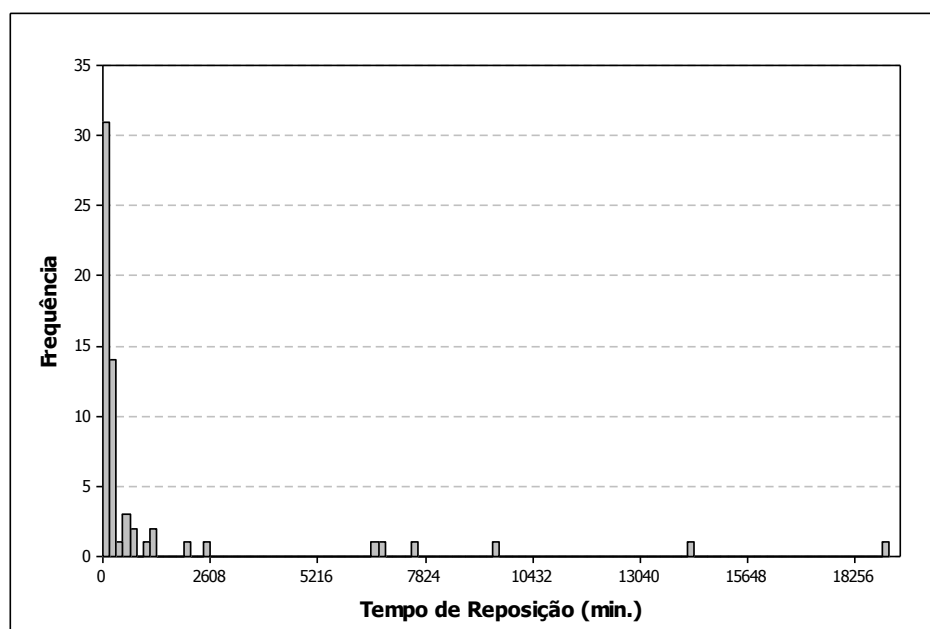
#### 4.5.2 - Transformadores e Barramentos

Foi feita uma análise da correlação com a indisponibilidade forçada na sequência de incidentes, análoga à realizada para as linhas aéreas, para transformadores e barramentos.

**Tabela 4.22** - Estatísticas descritivas para tempos de reposição de transformadores e barramentos com indisponibilidade forçada na sequência de incidentes (em minutos)

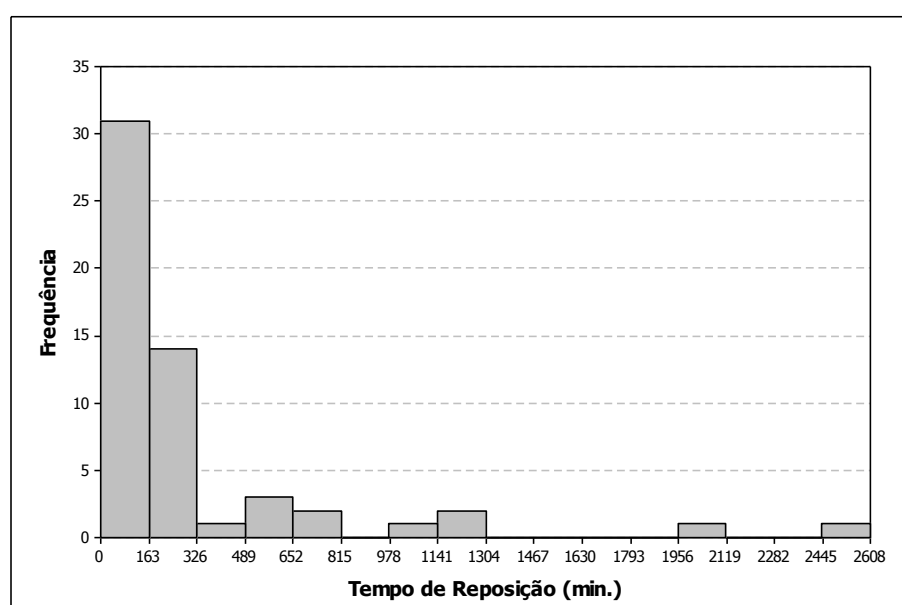
Média	1312,50
Mediana	162,70
Desvio Padrão	3422,80
Variância	11715490,60
Skewness	3,69
Kurtosis	14,45
N.º de Observações	62

Observando o valor médio do tempo de reposição podemos constatar que entre 2001 e 2008 a indisponibilidade forçada deste tipo de equipamentos tem uma duração aproximadamente quatro vezes superior à das linhas aéreas.

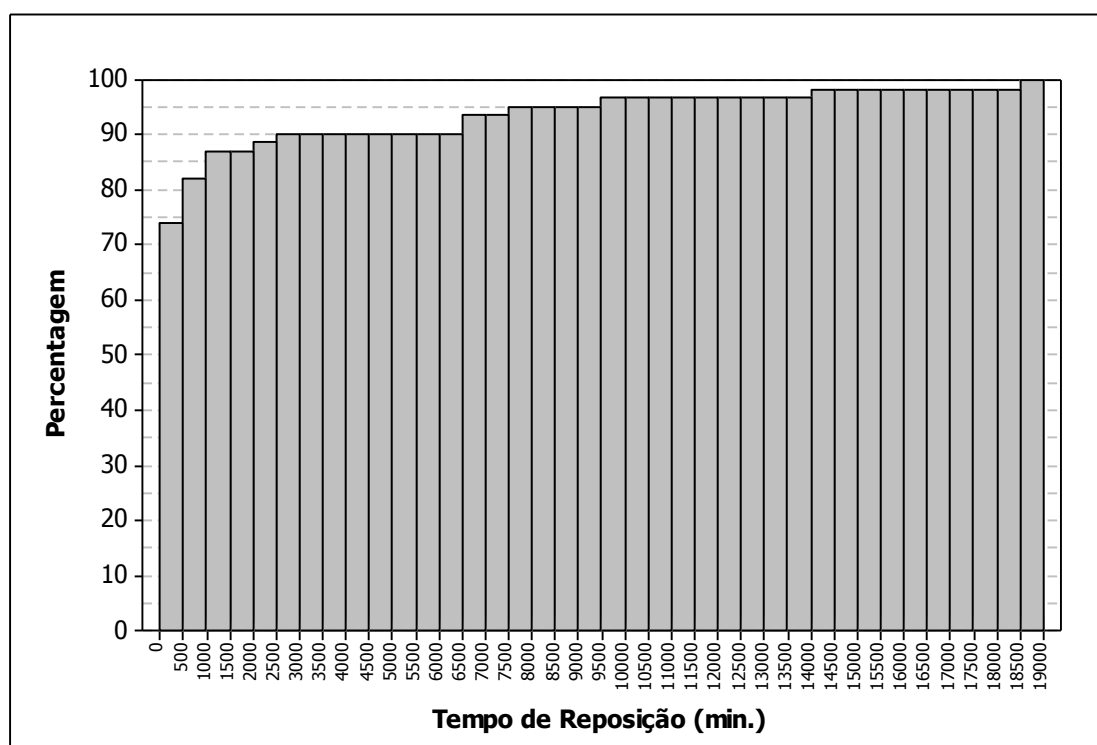


**Figura 4.79** - Histograma de tempo de reposição na sequência de indisponibilidades forçadas

Por forma a facilitar a visualização, na figura 4.80 estão representados 90% das ocorrências, tendo sido excluídos os 10% dos registos com os valores mais elevados.



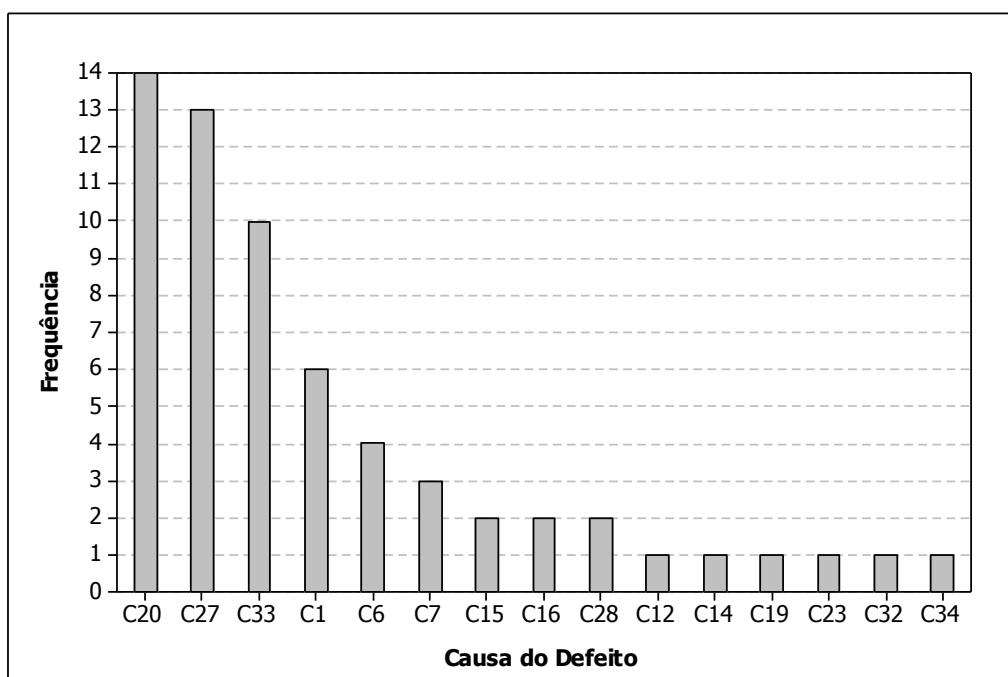
**Figura 4.80** - Histograma de tempo de reposição na sequência de indisponibilidades forçadas (pormen.)



**Figura 4.81** - Frequência acumulada dos tempos de reposição

Também no caso dos transformadores e barramentos se pode constatar que a grande maioria das ocorrências (cerca de 83%) são repostas em serviço em tempo inferior à média calculada, menos de 1000 minutos. Os restantes 17% dos casos corresponderão a situações em que o elemento só será repostado em serviço após reparação ou substituição.

Ao contrário do que acontecia no caso das linhas aéreas, no caso dos transformadores e barramentos assiste-se a uma maior diversidade de causas de defeito que originam indisponibilidade forçada, como se pode ver na figura 4.82.



**Figura 4.82** - Frequência de trabalhos em função da causa de defeito

As causas mais relevante para a para a indisponibilidade forçada de transformadores e barramentos, constata-se serem as causas C20, C27 e C33. Quer a causa C20 e C27 pertencem à família de causas de origem interna, justificando assim a indisponibilidade deste tipo de equipamentos.

A figura 4.77 permite visualizar os tempos médios de duração das indisponibilidades forçadas, para cada uma das causas. Uma comparação entre as figuras 4.82 e 4.83 permite determinar que não são as causas mais frequentes aquelas que conduzem a maiores indisponibilidades, veja-se por exemplo C12 que apresenta apenas uma ocorrência, no entanto tem tempo de reposição (9000 minutos, aproximadamente 6 dias) quase três vezes superior ao segundo maior tempo de reposição.

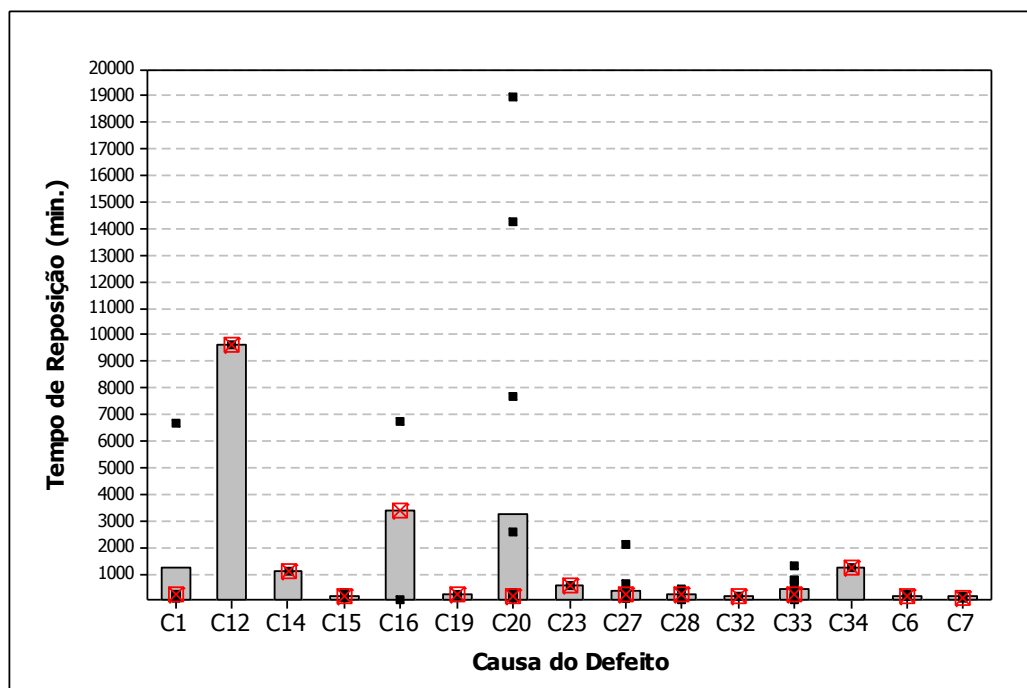


Figura 4.83 - Tempo de reposição na sequência de indisponibilidade forçada em função da causa do defeito

Na figura 4.84 é possível visualizar a distribuição das indisponibilidades forçadas que afectam os equipamentos em função do ano.

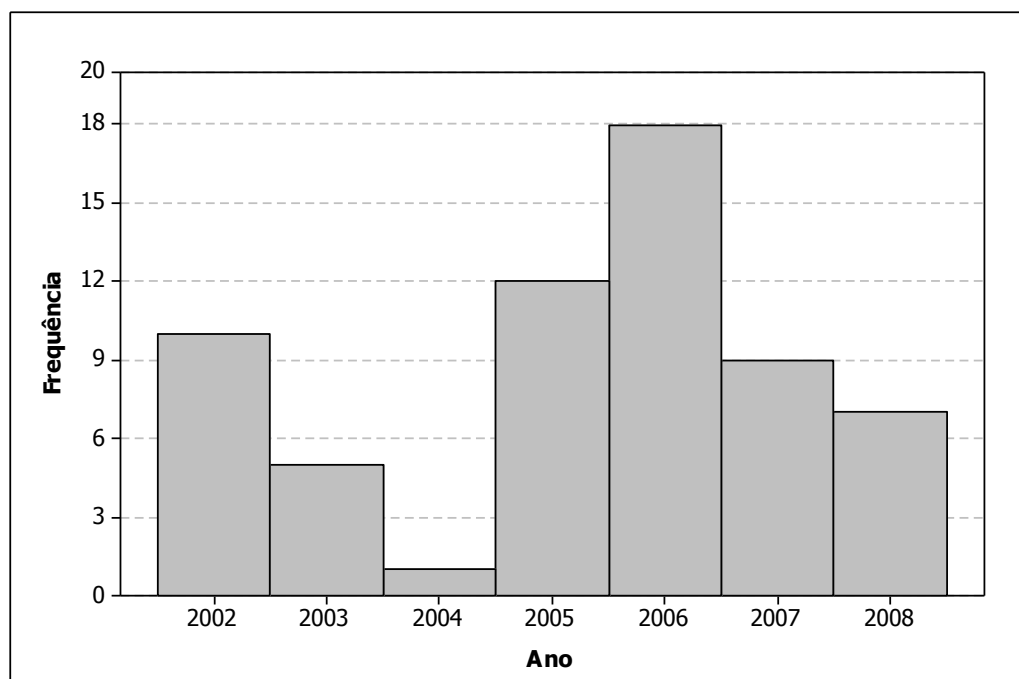


Figura 4.84 - Frequência de indisponibilidades forçadas, por ano

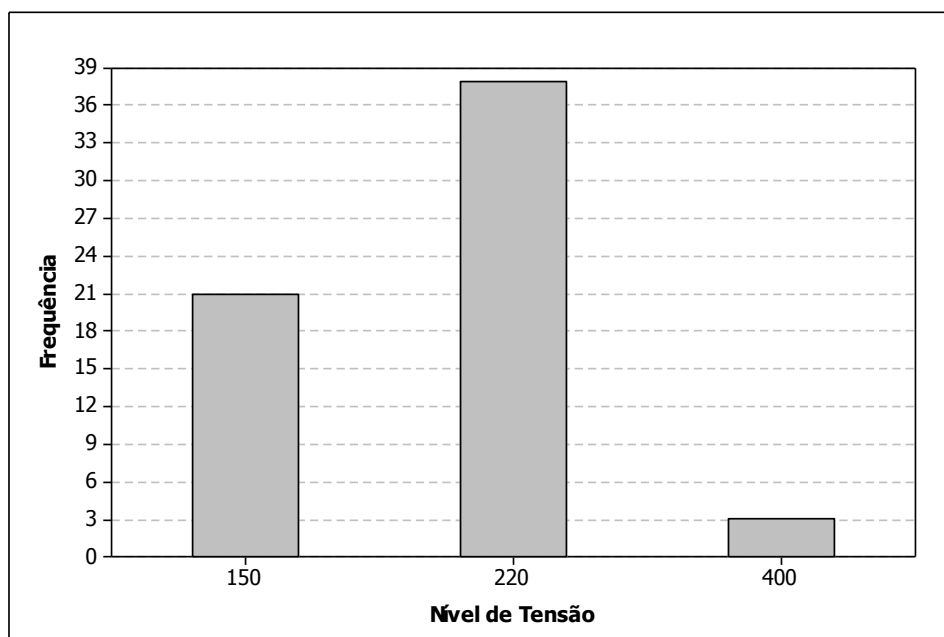


Figura 4.85 - Frequência de indisponibilidades forçadas em função do nível tensão

Analisando a necessidade de trabalhos por nível de tensão verifica-se uma quase inexistência no nível de 400 kV. Em grande parte, tal deve-se ao reduzido número de transformadores e auto-transformadores deste tipo, quando comparados com os restantes níveis de tensão, mas também devido ao reduzido número de defeitos em barramentos da RNT.

Nas tabelas 4.23 a 4.26 são apresentados os coeficientes de correlação para os três níveis de tensão considerados e ainda para uma análise global, para o caso dos transformadores. As tabelas 4.27 a 4.30 apresentam informação similar mas para o caso de barramentos.

Tabela 4.23 - Coeficientes de correlação para transformadores de 150 kV

150 kV	C15	C34	C1	C16	C19
	13,18%	11,75%	10,82%	9,91%	8,19%
	C27	C20	C12	C30	C33
	6,80%	5,60%	4,51%	3,56%	3,46%

Tabela 4.24 - Coeficientes de correlação para transformadores de 220 kV

220 kV	C30	C28	C1	C6	C20	C3
	14,80%	10,79%	8,04%	7,87%	7,74%	6,88%
	C27	C33	C7	C15	C9	C14
	6,65%	4,12%	3,90%	3,68%	1,70%	1,62%
						C32
						0,23%

Tabela 4.25 - Coeficientes de correlação para transformadores de 400 kV

400 kV	C27	C20	C33
	14,61%	6,76%	0,29%

Tabela 4.26 - Coeficientes de correlação para transformadores (150+220+400 kV)

Total	C34	C28	C15	C16	C19	C30	C6	C27
	11,75%	10,79%	10,68%	9,91%	8,19%	7,98%	7,87%	7,46%
C3	C33	C12	C1	C7	C9	C14	C20	C32
	6,88%	4,61%	4,51%	4,39%	3,90%	1,70%	1,62%	0,23%

A figura 4.86 ilustra o coeficiente de correlação, em função da causa de defeito.

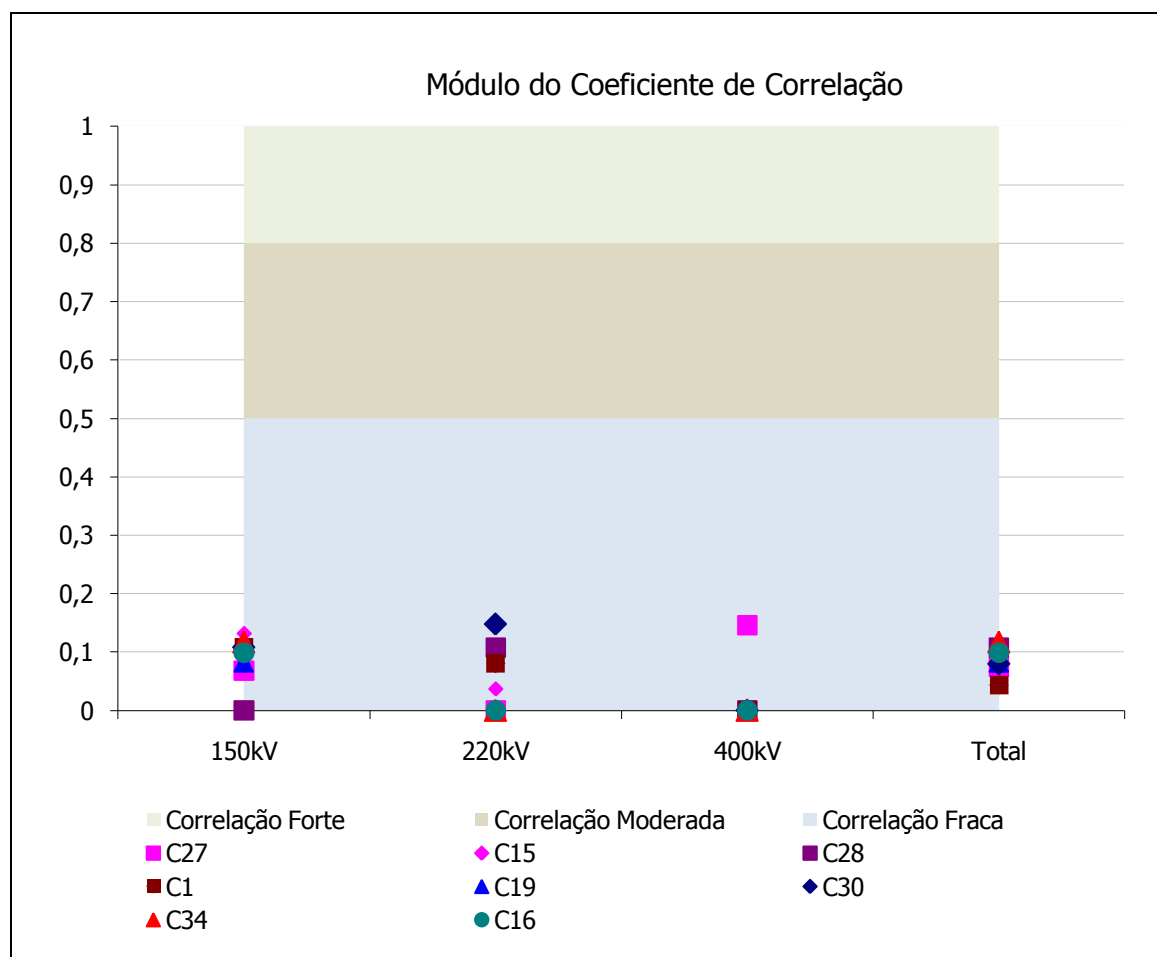


Figura 4.86 - Correlação para as diferentes causas de defeito



No caso dos barramentos, os valores obtidos são que se apresentam nas tabelas 4.27 a 4.30.

**Tabela 4.27** - Coeficientes de correlação para barramentos de 150 kV

150 kV	G2	D2	G1
	14,80%	9,91%	8,59%

**Tabela 4.28** - Coeficientes de correlação para barramentos de 220 kV

220 kV	E3
	10,41%

**Tabela 4.29** - Coeficientes de correlação para barramentos de 400 kV

400 kV	D4	A2
	6,88%	0,29%

**Tabela 4.30** - Coeficientes de correlação para barramentos (150+220+400 kV)

Total	G2	E3	D2
	14,80%	10,41%	9,91%
	G1	D4	A2
	8,59%	6,88%	0,29%

No caso dos barramentos, dado o reduzido número de valores, não se justifica uma representação gráfica.

Tal como foi visto no caso das linhas, a correlação da ocorrência de incidentes com a indisponibilidade forçada de equipamentos da rede na sequência de incidentes, é fraca, quer os equipamentos (transformadores e barramentos) sejam avaliados individualmente, quer sejam avaliados em conjunto.

## 4.6 - Conclusão

No que concerne aos tempos de reposição de elementos fica bem patente a diferença entre linha aéreas, e transformadores e barramentos, agrupados. No caso dos primeiros

componentes (figuras 4.2 e 4.21) metade dos defeitos têm tempos de reposição entre 0 e 1 minutos (mais precisamente, 52% das ocorrências) comparando com um valor inferior a 5% no caso de transformadores e barramentos. No caso dos segundos componentes, uma percentagem semelhante (49%) verifica-se para tempos de reposição entre 3 e 15 minutos. Desde logo fica evidenciada uma diferença fulcral em relação à reposição em serviço destes elementos resultante essencialmente do facto de transformadores e barramentos, ao contrário do que acontece no caso das linhas aéreas, não são repostos em serviço de forma automática, obrigando a intervenção humana. Apesar disto, em ambos os casos verifica-se que os factores que condicionam mais fortemente os tempos de reposição são a causa de defeito e tipo de defeito originado.

Relativamente aos tempos de eliminação de defeito, a existência de diferentes equipamentos na RNT para os diferentes níveis de tensão resulta numa diferenciação relativamente aos tempos para eliminação de defeito. Apesar de tal facto, verificou-se que em todos os níveis a eliminação de defeito é maioritariamente conseguida em tempos inferiores a 150 ms (representado 69%, 80% e 90% para os níveis de tensão de 150, 220 e 400 kV, respectivamente, para os valores médios agregados entre 2004 e 2008). Deve, neste ponto, explicitar-se que ao nível dos tempos de eliminação de defeito se tem verificado de ano para ano a uma melhoria, resultante, principalmente, da actualização de equipamentos de protecção.

Quanto à correlação entre incidentes e temperatura ambiente máxima registada, conclui-se que em nenhuma circunstância se pode concluir que existe uma forte correlação entre a ocorrência de incidentes e a temperatura, seja analisando os dados globalmente, seja analisando os dados de acordo com a causa de defeito. O único factor que apresenta algum tipo de correlação que não fraca, são os incêndios, indiciando uma correlação moderada com a temperatura.

Relativamente à correlação entre a indisponibilidade forçada de elementos da rede na sequência de incidente e a ocorrência de incidentes, a correlação é fraca (nunca ultrapassando os 20%) independentemente do tipo de equipamentos considerados.

## Capítulo 5

### Minimização da severidade de incidentes

Com base nos resultados obtidos no capítulo anterior foi feito um estudo da influência dos diferentes factores, o seu contributo para a severidade de um incidente, bem como possíveis formas de minimizar o seu efeito.

Como se pôde constatar no Capítulo 4, a correlação entre a ocorrência de incidentes e a temperatura ambiente máxima, ou correlação com equipamentos indisponíveis na sequência de incidentes são pouco significativas (ver secção 4.5) e como tal, é de esperar que não influam de forma notória na severidade dos incidentes. Assim, os factores dominantes serão os tempos de reposição de elementos da rede na sequência de incidentes e os tempos de eliminação de defeito. Para além destes, um terceiro factor a considerar seria a perda de produção eólica na sequência de incidentes. O estudo do último factor referido não foi realizado devido à inacessibilidade dos dados referentes a estas ocorrências. Devido a este facto, é apenas feita uma análise teórica da influência deste factor.

#### 5.1 - Influência do tempo de reposição de elementos da rede na severidade de incidentes

A consequência do tempo de reposição de elementos da rede está associada a restrições adicionais impostas aos transportes de energia na rede, seja por possível sobrecarga de outros componentes, possibilidade de corte de cargas, etc.

Existem duas formas possíveis de diminuir a influência deste factor, a saber:

- Minimizar tempo de reposição dos elementos;
- Diminuir o número de defeitos na rede.

Quanto ao primeiro ponto, mais uma vez, será adequado fazer distinção entre linhas aéreas e transformadores/barramentos. No caso das linhas aéreas, apesar de apresentarem uma frequência de defeitos quase 9 vezes superior, apresentam um tempo médio de

reposição de aproximadamente 4 minutos (face a um tempo médio de reposição de aproximadamente 14 minutos para transformadores/barramentos), sendo uma proporção significativa de linhas reposta, para todos os efeitos, instantaneamente (48% das ocorrências). Assim sendo, apenas as linhas afectadas por defeitos permanentes serão relevantes para a severidade dos incidentes já que a quase totalidade das linhas da RNT está equipada com religação automática.

No caso de transformadores/barramentos, como todos os defeitos obrigam a uma inspecção antes de o equipamento ser novamente colocado em serviço, será a rapidez com que esta tarefa é executada que condicionará a reposição destes equipamentos.

O segundo ponto, diminuição do número de defeitos, será algo que apresenta apenas vantagens, seja a nível da severidade de incidentes, ou qualquer outro, já que a liberalização dos mercados energéticos leva à competição acrescida e à necessidade de maior eficiência e minimização de custos.

No caso da RNT a redução do número de defeitos em linha aéreas está algo facilitada pelo facto de um total de três causas distintas representarem 72% de todas as ocorrências. A análise que se segue teve por base [11].

A causa mais relevante de defeitos são os incêndios florestais. Embora esta causa (ou qualquer outra), não possa ser completamente inibida, a adopção de medidas adequadas levará certamente a que passe a ter uma menor importância. Neste caso, a solução passará pela manutenção das florestas que se encontrem na proximidade de linhas aéreas. Estas acções, de qualquer forma, já estão previstas na legislação vigente, levando não só a uma maior facilidade de combate aos incêndios mas também diminuído a probabilidade da ocorrência de defeitos.

A segunda maior causa de defeitos são as descargas atmosféricas. Pelas suas características construtivas (altura considerável face a objectos adjacentes e localização em zonas expostas) as linhas aéreas são um alvo ideal para esta ocorrência natural. Contrariamente ao caso dos incêndios florestais, não será possível tomar medidas preventivas imediatas, dada a grande aleatoriedade do fenómeno em causa. No entanto podem obter-se resultados positivos na diminuição do efeito deste fenómeno através de um projecto cuidado das linhas, da coordenação de isolamento e controlo do valor das resistências de terra.

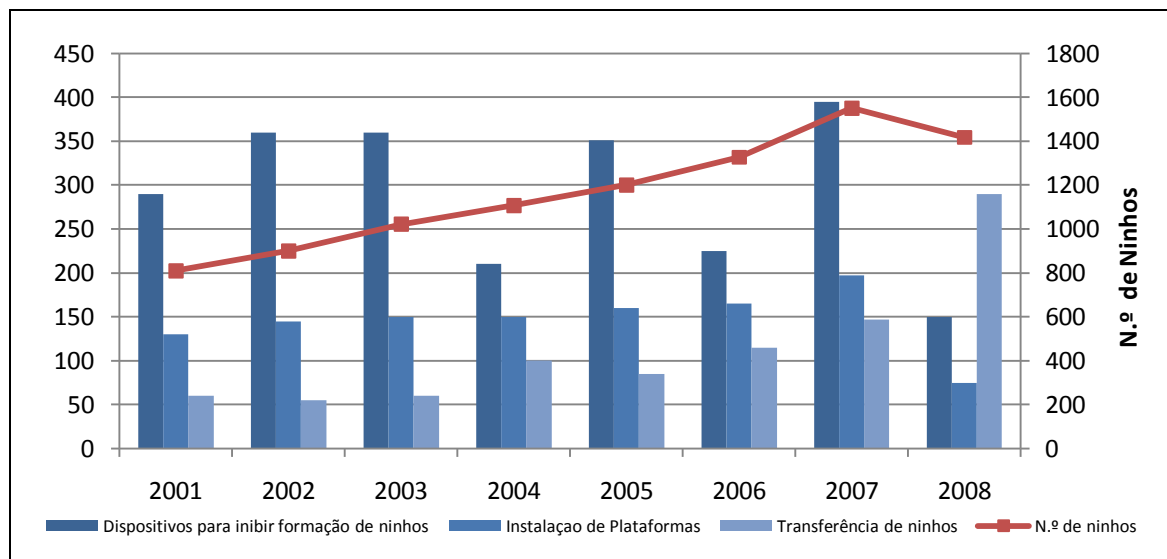
A terceira causa mais recorrente de defeito são as cegonhas. Os seus efeitos na RNT enquadram-se nas seguintes categorias:

- Os excrementos poluem os isoladores ou afectam o meio dieléctrico;
- A localização dos seus ninhos impede a limpeza natural dos isoladores, pela chuva;
- Galhos e outros materiais dos ninhos caem e provocam defeitos.

Para minimizar os efeitos desta causa a REN tem tomado uma série de medidas, nomeadamente:

- Transferência/relocação dos ninhos (acção realizada anualmente, após a época de nidificação);
- Instalação de dispositivos para inibir colocação dos ninhos em localizações inapropriadas.

Na figura 5.1 pode ver-se a evolução destas práticas, bem como das suas consequências ao nível do número de defeitos desde o ano de 2001 até 2008.



**Figura 5.1** - Medidas preventivas em linhas aéreas [11]

Note-se que, dado que a maioria de saídas de serviço de transformadores/barramentos são consequência de defeitos SD, i.e., ausência de defeito eléctrico no próprio equipamento da rede, a execução das acções acima referidas para as linhas aéreas resultará também numa melhoria da incidência de defeitos nestes equipamentos.

## 5.2 - Influência do tempo de eliminação de defeito na severidade de incidentes

O efeito do tempo de eliminação de defeitos, no que concerne a severidade dos incidentes, prende-se com a segurança do sistema. As medidas para melhorar este problema estarão limitadas à escolha dos equipamentos instalados na RNT. Neste ponto deve referir-se que 74% dos defeitos da rede são eliminados em tempo inferior a 150 ms (embora para o nível de 150 kV algumas melhoria possam ser feitas, dado que o escalão compreendido entre 150 ms e 500 ms apresenta um valor significativamente mais alto que nos restantes níveis de tensão), o primeiro escalão temporal definido pelo regulamento da rede de transporte para o

tempo durante o qual os geradores devem suportar o defeito (ponto 4.3.8 de [24]). No caso da RNT, pretende-se que o tempo de eliminação de defeito seja o mais curto possível, obedecendo, sempre que possível, ao que foi anteriormente dito.

### 5.3 - Influência da perda de produção eólica na severidade de incidentes

Existem vários tipos de fenómenos que podem provocar variações da produção eólica, nomeadamente:

- Turbulência da velocidade do vento e ocos de vento.
- Saída de serviço de geradores eólicos, devido à velocidade de vento atingir valores que ultrapassam os limites mínimos e máximos de operação (“cut-in” e “cut-off wind speed”).
- Saída de serviço de parques eólicos, na sequência da ocorrência de curto-circuitos que provocam a actuação dos relés de mínimo de tensão deste tipo de aproveitamentos, nos casos tradicionais em que não se encontram dotados de capacidade de sobreviver a ocos de tensão.

Estaremos particularmente interessados no terceiro ponto referido. Uma das consequências da ocorrência de um curto-circuito na rede é o aparecimento de cavas de tensão. A definição para este fenómeno é, segundo a ERSE [23]:

“Uma diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 milissegundos a 1 minuto. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão declarada e a tensão eficaz durante a cava de tensão”.

À medida que a produção eólica se torna mais prevalente entre as fontes renováveis, existe, em particular, uma preocupação com o comportamento dos parques eólicos quando confrontados com cavas de tensão na rede. A verificar-se a saída de serviço de produção eólica face a cavas de tensão na rede, origina-se um défice de produção que justifica a análise do seu comportamento face à ocorrência de incidentes. Em muitos países, nova regulamentação considera como objectivo que os parques eólicos devem contribuir de forma activa para a estabilidade da rede.

Defeitos em linhas e a subsequente abertura de disjuntores raramente resultam em interrupções para o cliente devido à natureza emalhada da maioria das redes de transmissão.

Estes defeitos, no entanto, resultam em cavas de tensão. Um factor relevante para as cavas de tensão será o tipo de defeito, pois afecta a severidade da perturbação.

## 5.4 - Conclusão

A diminuição da severidade dos incidentes passa por duas metodologias principais:

- Diminuição do número de defeitos que afectam a RNT através da adopção das medidas adequadas à diminuição das principais causas de defeito;
- Instalação de equipamentos adequados na rede para minimizar o tempo de eliminação de defeito e, no caso da produção eólica, para conferir uma capacidade adequada de suportar cavas de tensão.

Será ainda de grande valor uma análise do histórico de defeitos na rede para identificar áreas problemáticas (equipamentos particularmente afectados por defeitos, causas recorrentes de defeitos, etc.) e encontrar soluções ajustadas às necessidades.





## Capítulo 6

### Conclusão e desenvolvimentos futuros

O trabalho descrito nesta dissertação foi realizado numa cooperação com a REN, com o objectivo de analisar factores distintos que contribuem para a severidade de incidentes na RNT. Esta dissertação analisa dados relativos a incidentes ocorridos no período compreendido entre Janeiro de 2001 e Abril de 2009. A análise do histórico da RNT tem por objectivo a previsão de comportamentos futuros.

O ajuste de distribuições de probabilidade aos dados empíricos referentes ao tempo de reposição de elementos da rede, bem como aos tempos de eliminação de defeito, torna possível o cálculo de probabilidades associadas aos eventos de interesse. Por exemplo, utilizando as equações (4.3) e (4.4) será possível determinar a probabilidade do tempo de reposição de uma linha aérea respeitar um determinado critério. Se se pretender, imaginemos, saber a probabilidade de o tempo de reposição de uma linha estar numa determinada gama, será possível através da integração da equação (4.3) utilizando como limites no integral, o horizonte temporal desejado. Por outro lado, a equação (4.4), que não é mais que o resultado da integração da equação (4.3) entre  $-\infty$  e  $x$ , permite obter directamente a probabilidade de o tempo de reposição ser igual ou inferior a  $x$  minutos.

Por exemplo, se se desejasse determinar a probabilidade do tempo de reposição de uma linha aérea ser inferior a dois minutos, utilizando a equação (4.4), seguir-se-ia o seguinte procedimento:

$$P(X \leq x) = F(x) = 1 - e^{\left(-\left(\frac{x}{1.02}\right)^{0.36}\right)}, \quad (6.1)$$

$$P(X \leq 2) = F(2) = 1 - e^{\left(-\left(\frac{2}{1.02}\right)^{0.36}\right)} \cong 1 - 0.2796 \cong 0.7204 \quad (6.2)$$

Determina-se que probabilidade de uma linha aérea ser reposta em tempo igual ou inferior a dois minutos é aproximadamente 72%.

Analisando, para o mesmo intervalo de tempo, a frequência relativa, obteríamos:

$$\frac{N.^{\circ} \text{ tempos de reposição } \leq 2 \text{ minutos}}{N.^{\circ} \text{ total de observações}} = \frac{1541}{2261} = 0,6818 \quad (6.3)$$

Note-se que este valor é apenas indicativo, já que a frequência relativa do referido evento só seria semelhante à sua probabilidade se o número de observações tendesse para infinito, o que não é, e nunca será o caso. De qualquer forma é possível constatar que a diferença é reduzida (aproximadamente 5%). Quanto à equação (4.3), esta permitiria o cálculo entre dois limites (o mesmo resultado poderia ser obtido utilizando a equação (4.4) múltiplas vezes, de acordo com a situação, e subtraindo os resultados de forma a determinar apenas a área compreendida entre os limites desejados) sem que um deles fosse nulo.

$$P(1 \leq X \leq 2) = \int_1^2 \frac{0.36}{1.02} \left(\frac{x}{1.02}\right)^{-0.64} e^{\left(-\left(\frac{x}{1.02}\right)^{0.36}\right)} dx = F(2) - F(1) \quad (6.4)$$

Adicionalmente, o facto de ter sido avaliado a influência de distintos factores (hora de ocorrência, mês do ano, causa do defeito, tipo de defeito, tipo de elemento, etc.) para os tempos de reposição, permite uma melhor avaliação de possíveis alterações nas metodologias empregues para lidar com incidentes (seja de forma preventiva, antes do defeito ou de forma activa após a ocorrência) de forma a assegurar uma melhoria no que respeita à exploração da RNT, seja a nível de qualidade de serviço, seja a nível económico, etc.

Para além dos factores analisados nesta dissertação existem outros, nomeadamente a perda de produção eólica na sequência de defeitos, a qual poderia, caso os dados estivessem disponíveis, ser também alvo de uma análise semelhante.

Um possível desenvolvimento do trabalho realizado nesta dissertação será a integração dos factores distintos estudados, numa função de severidade que permita avaliar o impacto global no sistema, de um incidente, de acordo com as suas características. A aplicação dos métodos utilizados nesta dissertação, poderão ser replicados à medida que novos dados (registos de novos incidentes na RNT) se tornem disponíveis assegurando assim, que com a passagem do tempo, se chega a um “modelo” capaz de prever de forma mais precisa o comportamento do sistema.

## Bibliografia

- [1] Lobo, J.; Almeida, S., “A base de Dados de Incidentes GESTINC - Motivações, Conteúdo, Gestão e Cálculo Automático de Indicadores - Futuros Desenvolvimentos,” in XI ERIAC, Paraguai, 2005.
- [2] Rede Eléctrica Nacional, Relatório de Qualidade de Serviço, 2007, Lisboa, Portugal, Abril 2008.
- [3] Billinton, R.; Allan, R. N., *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2nd ed ed.; Plenum Press: Boston, 1996.
- [4] Guimarães, R. C.; Cabral, J.A.S., Estatística. 2nd ed ed. McGrawHill:2007.  
Montgomery, D. C.; Runger G. C., *Applied Statistics and Probability for Engineers*. 2nd ed. Ed.; John Wiley & Sons, Inc.; New York,1999.
- [5] D’Agostino, R. B.; Stephens, M. A., *Goodness-of-fit techniques*; Marcel Dekker, Inc.; New York, 1986.
- [6] Pham, H., *Springer Handbook of engineering statistics*; Springer-Verlag London Limited: 2006.
- [7] Kotz, S., Nadarajah, *Extreme Value Distributions: Theory and Applications*; Imperial College Press: London 2001.
- [8] Chow, M.; Taylor, L. S.; Chow, M., “Time of Outage Restoration Analysis in Distribution systems,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. ED-11, pp. 1652-1658, Jul. 1996.
- [9] Susana Almeida, Análise de Grandes Perturbações na Rede Eléctrica Nacional, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2006.
- [10] Almeida, Susana A. B.; Pestana, R.; Barbosa, F. P. Maciel, “The main causes of incidents in the Portuguese Transmission System - Their characterization and how they can be used for risk assessment,” in 6<sup>th</sup> International Conference on the European energy market, Belgium, 2009.
- [11] *Mathwave - Data analysis & simulation*. [www.mathwave.com](http://www.mathwave.com) (2009).
- [12] *Minitab - Software for Quality Improvement* [www.minitab.com](http://www.minitab.com) (2009).
- [13] Sokal, R.; Rohlf, F.j., *Biometry*; Freeman and Company: San Francisco 1995.
- [14] Zar, J., *Biostatistical analysis*; Prentice Hall International Editions: USA 1996.

- [15] Arshad, M.; Rasool, M.T.; Ahmad, T.I., "Kolmogorov Smirnov test for Generalized Pareto distribution," Pakistan Journal of Applied Sciences, pp. 448-490, 2002.
- [16] Stephens, M.A., "EDF Statistics for Goodness of Fit and Some Comparisons", Journal of the American Statistical Association, Vol. 69, pp. 730-737, 1974.
- [17] Stephens, M.A., "Asymptotic Results for Goodness-of-Fit Statistics with Unknown Parameters", Step, Annals of Statistics, Vol. 4, pp. 357-369, 1976.
- [18] Stephens, M.A., "Goodness of Fit for the Extreme Value Distribution", Biometrika, Vol. 64, pp. 583-588, 1977.
- [19] Stephens, M.A., "Goodness of Fit with Special Reference to Tests for Exponentiality", Technical Report No. 262, Department of Statistics, Stanford University, Stanford, CA, 1977.
- [20] Stephens, M.A., "Tests of Fit for the Logistic Distribution Based on the Empirical Distribution Function", Biometrika, Vol. 66, pp. 591-595, 1979.
- [21] Choulakian, V.; Stephens, M.A., "Goodness-of-Fit Tests for the Generalized Pareto Distribution", Technometrics, Vol. 43, No. 4, pp. 478-484, Nov. 2001.
- [22] Glossário ERSE. [www.erse.pt/pt/glossário](http://www.erse.pt/pt/glossário) (2009).
- [23] Regulamento da Rede de Transporte, Despacho n.º 10 - 315/2000, D.R. - II Série, n.º 116.